



TUGAS AKHIR - TE 141599

***DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH PADA
SISTEM TRANSMISI JAWA-BALI 500 KV BERDASARKAN
RUPTL TAHUN 2015-2024 MENGGUNAKAN METODE
MULTI-OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION
(MOPSO)***

I Putu Giovanni Eliezer
2214105020

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



FINAL PROJECT - TE 141599

**DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH FOR 500
kV JAVA-BALI TRANSMISSION SYSTEM BASED ON
RUPTL 2015-2024 USING MULTI-OBJECTIVE
PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (MOPSO)**

I Putu Giovanni Eliezer
2214105020

Advisor
Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty Of Industry Technology
Sepuluh Nopember Institute Of Technology
Surabaya 2016

**DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH PADA
SISTEM TRANSMISI JAWA-BALI 500 KV
BERDASARKAN RUPTL TAHUN 2015-2024
MENGUNAKAN METODE MULTI-OBJECTIVE
PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (MOPSO).**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

**Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

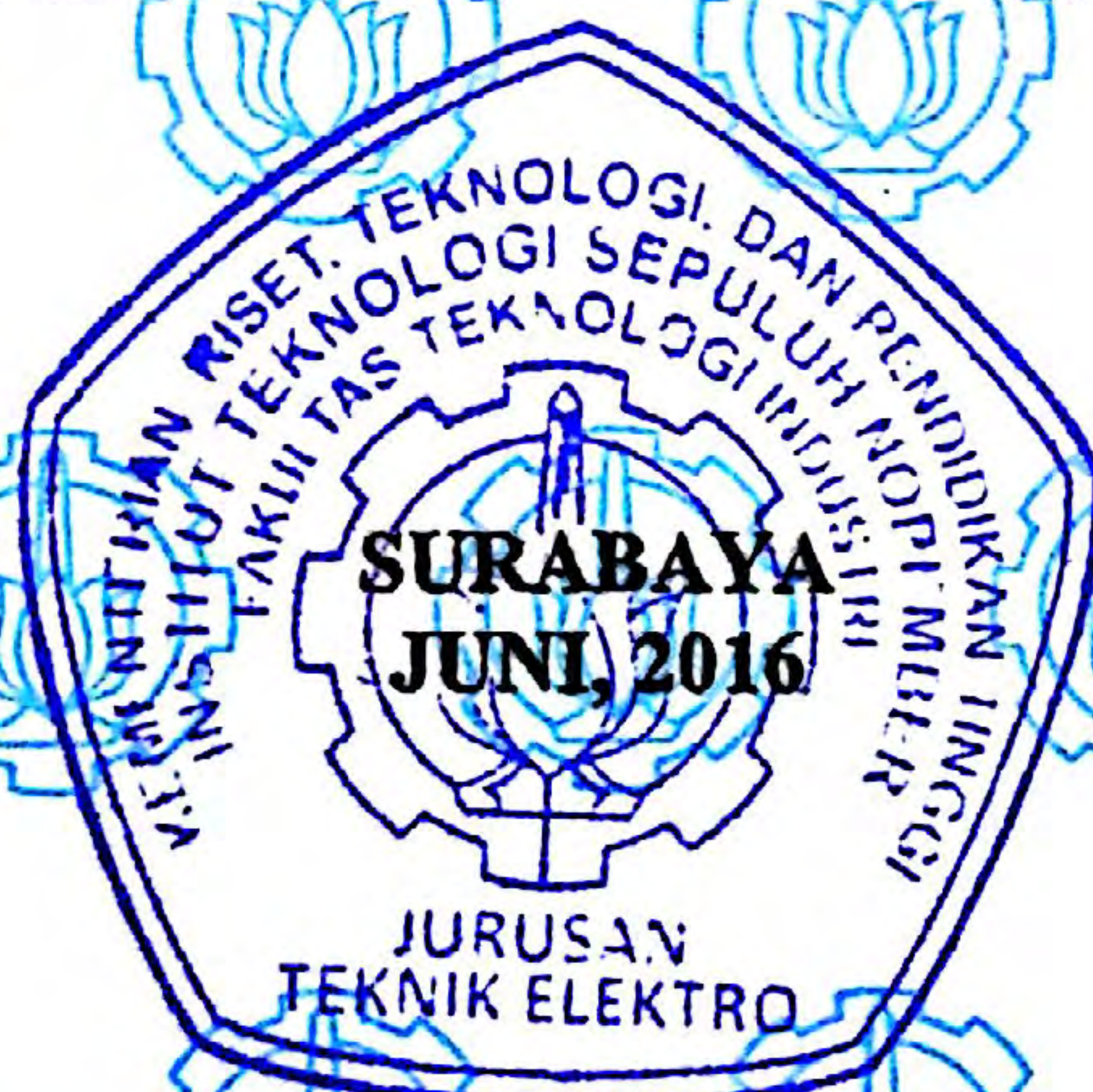
Menyetujui :

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

**(Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc. Ph.D.)
NIP. 194907151974121001**

**(Ir. Ni Ketut Aryani, MT.)
NIP. 196509011991032002**



***DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH PADA SISTEM
TRANSMISI JAWA-BALI 500 kV BERDASARKAN RUPTL
TAHUN 2015-2024 MENGGUNAKAN METODE MULTI-
OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (MOPSO)***

Nama Mahasiswa	: I Putu Giovanni Eliezer
Nrp	: 2214105020
Dosen Pembimbing	: Prof. Ontoseno Penangsang M.Sc Ph.D
NIP	: 194907151974121001
Dosen Pembimbing	: Ir. Ni Ketut Aryani, MT
NIP	: 196509011991032002

ABSTRAK

Kebutuhan daya listrik setiap tahun meningkat akibat pesatnya perkembangan infrastruktur dan teknologi sehingga pemerintah dituntut untuk menyediakan daya dengan cara membangun pembangkit listrik. Pembangkit listrik yang berfungsi untuk menanggung beban dasar yaitu pembangkit termal. Operasi pembangkit termal sangat bergantung pada harga bahan bakar. Apabila permintaan daya listrik meningkat maka biaya operasi dan emisi yang dihasilkan oleh pembangkit akan menjadi tinggi. Pembangunan pembangkit secara besar-besaran kurang efektif karena memerlukan investasi yang besar dan waktu pengerjaan yang sangat lama. Diperlukan suatu solusi untuk meminimalkan total biaya pembangkitan dan total emisi yang dihasilkan setiap unit pembangkit dengan tetap menjaga keandalan sistem tenaga listrik. Analisa pembebanan, biaya bahan bakar serta emisi pembangkit tenaga listrik secara dinamis dikenal dengan istilah *Dynamic Economic Emission Dispatch* (DEED). Perhitungan dari permasalahan DEED pada tugas akhir ini menggunakan metode *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) dengan mempertimbangkan *equality constraint*, *inequality constraint* dan *ramp rate*. Simulasi *Multi-Objective* dengan menggunakan 3 kondisi yaitu prioritas biaya, prioritas biaya dan emisi serta prioritas emisi. Jika diutamakan prioritas biaya, maka biaya menjadi lebih murah namun emisi yang dihasilkan lebih tinggi, sedangkan ketika emisi di utamakan maka biaya akan menjadi lebih mahal namun emisi lebih kecil.

Kata Kunci : *Economic Dispatch, Emission Dispatch, Dynamic Economic Emission Dispatch, Ramp Rate, Multi-Objective*

Halaman ini sengaja dikosongkan

DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH IN JAVA-BALI 500 kV TRANSMISSION SYSTEM USING MULTI-OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (MOPSO)

Name : I Putu Giovanni Eliezer
Nrp : 2214105020
Lecture 1 : Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, MS.c, Ph.D
NIP : 194907151974121001
Lecture 2 : Ir. Ni Ketut Aryani, MT.
NIP : 196509011991032002

ABSTRACT

Demand of electric power is increasing due to the rapid development of infrastructure and technology so that the government is expected to provide the electric power by building a power plant. The power plant which serves to supply the base load is thermal power plant. Operation of thermal power plant depends on the price of fuel. If the electricity demand increases, operating cost and emission which produced by power plant will be costly. The construction of massively less effective because it requires huge investment and very long processing time. Needed a solution to minimize the total cost of generation and total emission produced per unit plant with regard to the reliability of the power system. Analysis of power plant dispatching, fuel cost and emission with dynamic condition as known as Dynamic Economic Emission Dispatch (DEED). Calculation of the problems in this final project using Multi-Objective Particle Swarm Optimization method (MOPSO) considering by equality constraint, inequality constraint and ramp rate. Simulation of Multi-Objective by using three conditions include cost priority, cost and emission priority and emission priority. If the cost is prioritized, then the cost becomes cheaper but higher emissions produced, whereas when emissions are prioritized then the cost will be more costly but less emissions.

Keywords : Economic Dispatch, Emission Dispatch, Dynamic Economic Emission Dispatch, Ramp Rate, Multi-Objective

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

JUDUL

LEMBAR PERNYATAAN KEASLIAN

LEMBAR PENGESAHAN

ABSTRAK i

ABSTRACT iii

KATA PENGANTAR..... v

DAFTAR ISI..... vii

DAFTAR GAMBAR..... xi

DAFTAR TABEL xiii

BAB I PENDAHULUAN

1.1	Latar Belakang	1
1.2	Tujuan Penelitian	2
1.3	Permasalahan	2
1.4	Batasan Masalah	3
1.5	Metode Penelitian	3
1.6	Sistematika Penulisan	4
1.7	Relevansi.....	5

BAB II DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH

2.1	Sistem Tenaga Listrik	7
2.1.1	Pembangkit.....	7
2.1.2	Transmisi	8
2.1.3	Distribusi	8
2.1.4	Beban.....	9
2.2	Karakteristik Unit Pembangkit.....	9
2.2.1	Karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit Termal.....	10
2.2.2	Karakteristik <i>Input-Output</i> Pembangkit Hidro	13
2.2.3	Persamaan Matematis Permasalahan <i>Economic Dispatch</i> . ..	14
2.3	<i>Dynamic Economic Emission Dispatch</i> (DEED).....	15
2.3.1	Fungsi <i>Multi-Objective</i>	16
2.3.2	Fungsi <i>Objective</i> DEED	16
2.3.3	<i>Constraint</i> DEED	17
2.3.4	Metode Pembanding Nilai.....	18
2.4	<i>Particle Swarm Optimization</i> (PSO).....	19
2.4.1	Modifikasi PSO	20
2.4.2	Pembatas Pergerakan Partikel	20

2.4.3	Prosedur Standar Algoritma PSO.....	21
2.5	Polutan Hasil Pembakaran Batubara	22

BAB III DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH MENGUNAKAN MULTI-OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

3.1	Algoritma Pengerjaan Tugas Akhir	23
3.2	Parameter Pembangkit Sistem IEEE 10 Unit.....	24
3.3	Parameter Pembangkit Sistem Transmisi Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024.....	26
3.4	Optimasi DEED Menggunakan MOPSO	29
3.4.1	Inisialisasi.....	30
3.4.2	<i>Dynamic Economic Dispatch</i>	31
3.4.3	Perhitungan Biaya Pembangkitan.....	31
3.4.3	Perhitungan Emisi Pembangkitan.....	32
3.5	Metode Penyelesaian <i>Multi-Objective</i> Menggunakan <i>Weight Sum Method</i>	33

BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS

4.1	Simulasi Penyelesaian DEED.....	35
4.2	Simulasi DEED pada Sistem IEEE 10 Unit	35
4.2.1	Hasil Simulasi Pembobotan Seimbang ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$)	35
4.2.2	Pengujian <i>Constraint Ramp Rate</i> pada IEEE 10 Unit.....	39
4.3	Simulasi DEED pada Sistem Transmisi Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024.....	41
4.4	Hasil Simulasi	41
4.4.1	Kondisi 1 ($W_c = 1$; $W_e = 0$).....	41
4.4.2	Kondisi 2 ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$)	46
4.4.3	Kondisi 3 ($W_c = 0$; $W_e = 1$).....	51
4.5	Hubungan Biaya Bahan Bakar dan Emisi	56
4.5.1	Hubungan Biaya Bahan Bakar dan Emisi Menggunakan <i>Multi-Objective Firefly Algorithm</i> (MOPSO).....	56
4.5.2	Hubungan Biaya Bahan Bakar dan Emisi Menggunakan <i>Multi-Objective Firefly Algorithm</i> (MOFA)	57
4.6	Perbandingan Biaya Bahan Bakar dan Emisi Hasil <i>Dynamic Economic Emission Dispatch</i>	59

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan.....	61
5.2 Saran.....	62

DAFTAR PUSTAKA	63
-----------------------------	-----------

RIWAYAT PENULIS.....	65
-----------------------------	-----------

LAMPIRAN.....	A-1
----------------------	------------

Tampilan <i>Graphic User Interface</i> DEED-MOPSO Simulator	A-1
---	-----

Kurva <i>Cost Function</i> Pembangkit Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL 2021	A-3
---	-----

Kurva <i>Emission Function</i> Pembangkit Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL 2021	A-13
---	------

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Sistem Tenaga Listrik.....	7
Gambar 2.2	N unit Pembangkitan Melayani Beban P_{load}	10
Gambar 2.3	Kurva Input-Output Pembangkit Termal.....	11
Gambar 2.4	Karakteristik Kenaikan Panas Termal.....	12
Gambar 2.5	Representasi Kurva Kenaikan Input.....	13
Gambar 2.6	Karakteristik Heat Rate Pembangkit Termal.....	13
Gambar 2.7	Kurva Input-Output Pembangkit Hidro.....	14
Gambar 2.8	Kurva Kenaikan Air Pembangkit Hidro.....	14
Gambar 3.1	Flowchart Pengerjaan Tugas Akhir.....	23
Gambar 3.2	Single Line Diagram Sistem IEEE 10 Unit.....	24
Gambar 3.3	Single Line Diagram Sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL tahun 2015-2024.....	26
Gambar 3.4	Flowchart Optimisasi DEED-MOPSO.....	29
Gambar 4.1	Grafik Konvergensi IEEE 10 Unit.....	39
Gambar 4.2	Grafik Konvergensi DEED Kondisi 1.....	46
Gambar 4.3	Grafik Konvergensi DEED Kondisi 2.....	51
Gambar 4.4	Grafik Konvergensi DEED Kondisi 3.....	55
Gambar 4.5	Grafik Hasil Simulasi Cost vs Emisi dengan Menggunakan MOPSO.....	57
Gambar 4.6	Grafik Hasil Simulasi Cost vs Emisi dengan Menggunakan MOFA.....	58

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Fungsi Biaya Sistem Tenaga Listrik IEEE 10 Unit.....	25
Tabel 3.2	Fungsi Emisi Sistem Tenaga Listrik IEEE 10 Unit	25
Tabel 3.3	Data Pembebanan Sistem Tenaga Listrik IEEE 10 Unit.....	25
Tabel 3.4	Fungsi Biaya Sistem Transmisi Jawa-Bali 500 kV RUPTL Tahun 2015-2024.....	27
Tabel 3.5	Fungsi Emisi Sistem Transmisi Jawa-Bali 500 kV RUPTL Tahun 2015-2024.....	28
Tabel 3.6	Data Perkiraan Pembebanan pada Tahun 2021	28
Tabel 4.1	Parameter Simulasi PSO IEEE 10 Unit.....	35
Tabel 4.2	Hasil Simulasi Jam 10.00	36
Tabel 4.3	Hasil Simulasi Jam 11.00	36
Tabel 4.4	Hasil Simulasi Jam 12.00	37
Tabel 4.5	Hasil Simulasi Jam 13.00	38
Tabel 4.6	Laju Perubahan Daya Pembobotan Seimbang.....	38
Tabel 4.7	Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Pembobotan Seimbang.....	39
Tabel 4.8	Standar Deviasi Pembobotan Seimbang.....	39
Tabel 4.9	Data Ramp Utama dan Ramp Pengujian.....	39
Tabel 4.10	Laju Perubahan Daya Pengujian <i>Constraint Ramp Rate</i>	40
Tabel 4.11	Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Pengujian <i>Constraint Ramp Rate</i>	40
Tabel 4.12	Parameter Simulasi PSO Jawa-Bali 500 kV RUPTL Tahun 2015-2024.....	41
Tabel 4.13	Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 1.....	41
Tabel 4.14	Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 1.....	42
Tabel 4.15	Hasil Simulasi Pukul 20.00 Kondisi 1.....	43
Tabel 4.16	Hasil Simulasi Pukul 21.00 Kondisi 1.....	44
Tabel 4.17	Laju Perubahan Daya Kondisi 1.....	44
Tabel 4.18	Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Kondisi 1.....	45
Tabel 4.19	Standar Deviasi Kondisi 1.....	45
Tabel 4.20	Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 2.....	46
Tabel 4.21	Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 2.....	47
Tabel 4.22	Hasil Simulasi Pukul 20.00 Kondisi 2.....	48
Tabel 4.23	Hasil Simulasi Pukul 21.00 Kondisi 2.....	49
Tabel 4.24	Laju Perubahan Daya Kondisi 2.....	49

Tabel 4.25	Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Kondisi 2.....	50
Tabel 4.26	Standar Deviasi Kondisi 2.....	50
Tabel 4.27	Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 3.....	51
Tabel 4.28	Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 3.....	52
Tabel 4.29	Hasil Simulasi Pukul 20.00 Kondisi 3.....	53
Tabel 4.30	Hasil Simulasi Pukul 21.00 Kondisi 3.....	54
Tabel 4.31	Laju Perubahan Daya Kondisi 3.....	55
Tabel 4.32	Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Kondisi 3.....	55
Tabel 4.33	Standar Deviasi Kondisi 3.....	55
Tabel 4.34	Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi IEEE 10 Unit Selama 4 Jam Menggunakan MOPSO ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$).....	56
Tabel 4.35	Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi Sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL 2015-2024 Selama 4 Jam Menggunakan MOPSO.....	56
Tabel 4.36	Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi IEEE 10 Unit Selama 4 Jam Menggunakan MOFA ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$).....	58
Tabel 4.37	Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi Sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL 2015-2024 Selama 4 Jam Menggunakan MOFA.....	58
Tabel 4.38	Rata-Rata Biaya dan Emisi Menggunakan MOPSO....	59
Tabel 4.39	Rata-Rata Biaya dan Emisi Menggunakan MOFA.....	59

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan terhadap energi listrik pada masyarakat modern saat ini semakin meningkat. Permintaan daya listrik yang terus bertambah mengakibatkan daya listrik yang harus disuplai pembangkit menjadi semakin besar. Namun kenyataannya peningkatan kebutuhan energi listrik tidak bisa secara langsung diatasi dengan pembangunan jumlah pembangkit listrik, oleh karena itu perlu pengelolaan pembangkit tenaga listrik harus dilakukan dengan baik agar tidak terjadi kerugian disisi produsen listrik akibat biaya produksi yang tinggi namun tetap dapat memenuhi permintaan konsumen. Pada sistem tenaga listrik Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 terdapat 20 pembangkit yang saling terinterkoneksi yang sebagian besar merupakan pembangkit listrik termal. Dalam pengoperasian pembangkit termal sangat bergantung pada bahan bakar yang umumnya berupa bahan bakar fosil (batubara, minyak dan gas) dengan demikian hal tersebut perlu mendapat perhatian khusus karena setiap pertambahan beban akan mendorong bertambahnya jumlah bahan bakar sehingga meningkatkan biaya pembangkitan serta emisi gas buang hasil pembakaran per satuan waktu.

Emisi akibat gas buang hasil pembakaran pembangkit listrik termal dapat berupa *Carbon Dioxide* (CO_2), *Sulfur Dioxide* (SO_2), dan *Nitrogen Dioxide* (NO_x) yang akan menyebabkan dampak lingkungan terhadap masyarakat sekitar yang menjadi polusi atmosfer di bumi. Strategi alternatif jangka pendek dengan pembebanan emisi (*emission dispatch*). Meskipun demikian penanganan operasi dengan hanya memperhatikan dampak lingkungan tidak praktis karena menyebabkan biaya bahan bakar yang lebih tinggi namun di sisi lain pengoperasian pembangkit dengan meminimalkan total biaya bahan bakar juga tidak memenuhi persyaratan baku mutu emisi lingkungan.

DEED (*Dynamic Economic Emission Dispatch*) merupakan suatu metode optimasi untuk menentukan pembangkitan paling optimum dengan biaya pembangkitan dan emisi pembangkit yang minimum dengan memperhitungkan batasan *ramp rate* dari setiap unit pembangkit. DEED merupakan pengembangan dari *Economic Dispatch* konvensional oleh karena itu kecerdasan buatan dibutuhkan untuk menyelesaikan masalah tersebut. *Particle Swarm Optimization* (PSO) adalah sebuah algoritma optimasi berdasarkan populasi yang merupakan pengembangan dari *Genetic Algorithm* (GA) dan dikembangkan oleh Kennedy dan Eberhart berdasarkan analogi segerombolan burung dan kumpulan ikan.

Algoritma PSO meniru perilaku individu dalam kawanan untuk menjaga kelangsungan hidup spesies. PSO dapat digunakan untuk memecahkan masalah optimasi yang kompleks, nonlinier, non differentiable dan multi-modal. PSO memiliki kelebihan dalam hal kecepatan konvergensi yang cepat dan telah diterapkan untuk optimasi dalam berbagai sistem dengan keberhasilan yang mengesankan. Sehingga pada Tugas Akhir ini menggunakan metode PSO untuk menyelesaikan permasalahan DEED secara optimal. Selanjutnya diharapkan Tugas Akhir ini dapat menjadi salah satu referensi dalam pembebanan pembangkit tenaga listrik pada sistem Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024.

1.2 Tujuan Penelitian:

Tujuan yang ingin dicapai dari Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menerapkan *Dynamic Economic Emission Dispatch* dengan menggunakan *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* pada sistem Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024
2. Membuat program penjadwalan ekonomis pembangkit dengan pengendalian emisi yang dinamis dengan mempertimbangkan *constraint* menggunakan metode *Multi-Objective Particle Swarm Optimization*
3. Mendapatkan solusi penjadwalan pembebanan ekonomis pembangkit dengan pengendalian emisi yang dinamis dengan memperhitungkan parameter *ramp rate*.

1.3 Permasalahan

Permasalahan yang akan diselesaikan dalam Tugas Akhir ini adalah:

1. Bagaimana menerapkan *Dynamic Economic Emission Dispatch* dengan menggunakan metode *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* pada sistem Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024.
2. Bagaimana membuat program penjadwalan ekonomis pembangkit dengan pengendalian emisi yang dinamis dengan mempertimbangkan *constraint* menggunakan metode *Multi-Objective Particle Swarm Optimization*.
3. Bagaimana mendapatkan solusi penjadwalan pembebanan ekonomis pembangkit dengan pengendalian emisi yang dinamis dengan memperhitungkan parameter *ramp rate*.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Sistem yang digunakan dalam simulasi adalah sistem Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 dan data *single line diagram* RUPTL tahun 2021
2. Rugi-rugi transmisi tidak diperhitungkan.
3. Emisi hanya memperhitungkan gas NO_x
4. Ramp rate di asumsikan sama untuk *ramp up* dan *ramp down*.
5. Semua pembangkit diasumsikan selalu dalam keadaan menyala
6. Tidak ada penambahan dan pengurangan unit pembangkit
7. Menggunakan beban berdasarkan perkiraan aliran daya RUPTL tahun 2021
8. Kondisi pembangkit dianggap dalam kondisi normal dan tidak diperhitungkan jika terdapat gangguan sistem

1.5 Metode Penelitian

Dalam penulisan Tugas Akhir ini akan dilakukan penjadwalan optimum dari pembangkit dalam menghasilkan energi listrik dengan rentang waktu tertentu agar dihasilkan pembangkitan dengan total biaya minimum tetapi dengan jumlah emisi yang dapat dioptimalkan atau biasa disebut dengan *Dynamic Economic Emission Dispatch* (DEED). Metode perhitungan yang dipakai dalam menyelesaikan permasalahan DEED tersebut adalah *Multi-Objective Particle Swarm Optimization*. Data yang digunakan dalam Tugas Akhir ini meliputi *cost function*, *emission function*, kapasitas pembangkit, *ramp-rate* serta beban pembangkitan selama rentang waktu tertentu dengan interval satu jam.

Tahapan dalam pengerjaan Tugas Akhir ini adalah :

1. Studi Literatur
Literatur-literatur yang digunakan berasal dari jurnal, prosiding, tugas akhir yang pernah dikerjakan dan buku-buku yang relevan dengan pembahasan
2. Pengumpulan Data
Data yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah data pembangkit yang ada pada sistem Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024. Selanjutnya data yang dibutuhkan adalah berupa *cost function*, *emission function*, pembangkitan maksimum dan minimum serta *ramp rate* dari masing-masing pembangkit.
3. Pembuatan Program dengan Software Matlab

Pembuatan program dalam M-File serta penerapan *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* pada *Dynamic Economic Emission Dispatch*

4. Simulasi dan Analisa

Simulasi dilakukan dengan 5 kondisi yang berbeda sesuai dengan tingkat prioritas yang ingin dioptimalkan dalam permasalahan multiobjektif. Data yang diperoleh dari hasil simulasi akan dianalisis untuk mengetahui hubungan antara daya pembangkitan dengan total biaya pembangkitan dan emisi gas buang hasil pembakaran.

5. Penulisan Buku

Penulisan laporan dilakukan sebagai penggambaran kesimpulan dari tugas akhir ini. Yang berisi mengenai kesimpulan dan saran dari jawaban permasalahan yang diangkat penulis.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam Tugas Akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang, tujuan penelitian, permasalahan, batasan masalah, metode penelitian, sistematika penulisan, dan relevansi dari Tugas Akhir.

BAB II : *DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH*

Bab ini secara garis besar membahas sistem kelistrikan secara umum serta dasar teori dari *economic dispatch*, *dynamic economic emission dispatch* dan *firefly algorithm*.

BAB III : *DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH MENGGUNAKAN MULTI-OBJECTIVE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

Bab ini berisi tentang metode pengaplikasian konsep *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* untuk permasalahan *Dynamic Economic Emission Dispatch*.

BAB IV : SIMULASI DAN ANALISIS

Bab ini berisi penyajian data pembangkit dan pembebanan pada sistem Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 serta hasil simulasi permasalahan *Dynamic*

Economic Emission Dispatch dengan metode Multi-Objective Particle Swarm Optimization.

BAB V : PENUTUP

Bab ini berisi tentang kesimpulan yang diperoleh dari hasil pembahasan dan sara-saran yang berhubungan dengan pokok-pokok pembahasan serta saran yang berkaitan dengan penelitian yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberi manfaat sebagai berikut :

1. Dapat memberikan manfaat terhadap perkembangan sistem tenaga listrik khususnya pada permasalahan mengenai DEED.
2. Meningkatkan penguasaan ilmu pengetahuan dan teknologi dalam bidang optimasi DEED.
3. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa yang hendak mengambil masalah serupa sebagai bahan Tugas Akhir.
4. Dapat menjadi referensi bagi PT. PLN dalam meningkatkan perannya bukan hanya sebagai penghasil tenaga listrik tetapi juga perannya dalam menjaga lingkungan hidup.

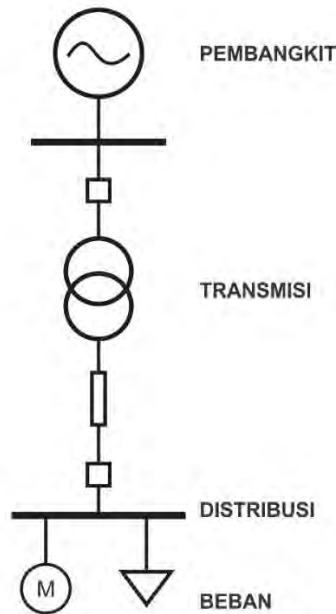
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik merupakan penyaluran tenaga listrik dari pembangkit hingga ke sistem distribusi sehingga dapat disalurkan hingga konsumen baik untuk konsumsi industri maupun rumah tangga. Di zaman yang modern ini listrik merupakan kebutuhan utama manusia, tanpa energi listrik masyarakat tidak dapat melakukan aktivitas dengan baik. Secara umum sistem tenaga listrik dibagi menjadi beberapa bagian antara lain :



Gambar 2.1 Sistem Tenaga Listrik

2.1.1 Pembangkit

Pembangkit tenaga listrik berupa generator yang digerakkan dengan tenaga gas, tenaga air, tenaga diesel dan lain sebagainya. Bagian terpenting dari sistem pembangkitan adalah generatornya. Apabila suatu

generator tidak berada dalam kondisi operasi yang normal maka seluruh sistem tenaga listrik akan mengalami dampak dari gangguan operasi tersebut..

Generator listrik adalah sebuah peralatan yang memproduksi energi listrik dari sumber energi mekanik, biasanya dengan menggunakan induksi elektromagnetik. Proses ini dikenal sebagai pembangkit listrik. Dalam sistem tenaga beberapa generator dioperasikan secara paralel untuk menyediakan permintaan beban yang dibutuhkan.

2.1.2 Transmisi

Jaringan transmisi bertujuan untuk menyalurkan energi listrik dari unit-unit pembangkit yang tersebar menuju ke sistem distribusi yang akhirnya menyuplai beban. Saluran transmisi tidak hanya menyalurkan energi listrik dalam keadaan normal, tapi juga dalam keadaan darurat atau bila terjadi gangguan [8].

Saluran transmisi yang menghubungkan jaringan tegangan tinggi melalui transformator *step-down* ke jaringan distribusi biasa disebut dengan subtransmisi. Tidak ada perbedaan level tegangan antara jaringan transmisi dan jaringan subtransmisi. Industri besar dapat disuplai langsung dari jaringan subtransmisi.

Standar tegangan transmisi dikeluarkan oleh United States dalam standar ANSI (*American National Standard Institute*). Tegangan transmisi dioperasikan lebih dari 60 kV yaitu dengan standar satuan 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV dan 765 kV *line-to-line*. Tegangan transmisi diatas 230 kV disebut sebagai tegangan ekstra tinggi.

2.1.3 Distribusi

Gardu induk berfungsi untuk mendistribusikan daya listrik ke konsumen. Besar tegangan saluran distribusi primer biasanya dalam rentang 4 – 34.5 kV dan menyuplai beban dalam area tertentu. Beberapa industri kecil langsung mendapat suplai listrik dari *feeder* primer [6].

Jaringan distribusi sekunder menurunkan nilai tegangan untuk penggunaan konsumen komersil maupun konsumen rumah tangga. Panjang saluran dan kabel tidak boleh melebihi beberapa ratus meter dalam mengirimkan energi listrik. Distribusi sekunder menyuplai kebanyakan konsumen dengan level tegangan 240/120 V, fasa tunggal dengan tiga kawat; 280/120 V tiga fasa, empat kawat; 480/277 V, tiga fasa, empat kawat [8].

Berdasarkan letaknya, sistem distribusi dibagi menjadi 2 yaitu *Overhead* dan *Underground*. *Overhead* berarti kabel atau kawat distribusi

listrik yang disalurkan melalui udara atau di atas tanah. Sedangkan *Underground* berarti distribusi listrik yang terletak di bawah tanah.

2.1.4 Beban

Pada sistem tenaga modern beban dibagi menjadi beberapa jenis yaitu beban industri, beban komersil dan rumah tangga. Beban industri skala besar akan disuplai langsung dari jaringan, sedangkan beban industri skala kecil akan disuplai dari jaringan distribusi primer. Beban industri merupakan beban *lump* dan didominasi oleh motor listrik. Beban *lump* akan mempengaruhi nilai dari frekuensi tegangan dan daya reaktif. Sedangkan beban komersial dan beban rumah tangga secara umum terdiri dari beban untuk penerangan, pemanasan dan pendinginan. Beban-beban tersebut tidak mempengaruhi frekuensi dan daya reaktif [9].

Daya nyata dinyatakan dalam satuan kilowatt atau megawatt, besarnya beban berbeda tiap waktu dan daya yang dibangkitkan harus menyesuaikan dengan kebutuhan beban. Kurva beban harian dari peralatan listrik merupakan beban yang berasal dari penggunaan listrik yang berbeda. Beban terbesar yang terjadi selama periode 24 jam disebut dengan beban puncak atau permintaan maksimum.

2.2 Karakteristik Unit Pembangkit

Perbedaan karakteristik unit pembangkit menyebabkan posisi pembangkit dalam mensuplai beban suatu sistem tenaga listrik menjadi berbeda. Secara umum jenis-jenis posisi pembangkit dalam sistem adalah pembangkit pemikul beban dasar (*base load*), pemikul beban menengah (*load follower*) dan pemikul beban puncak (*peaker*).

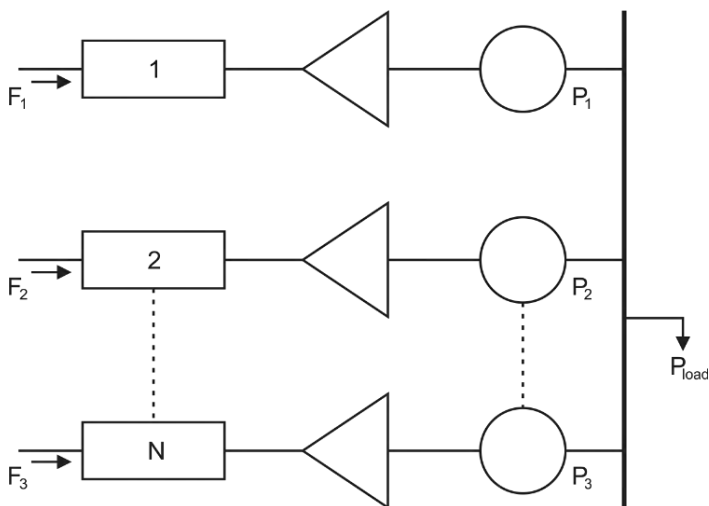
Pembangkit dengan karakteristik yang kurang fleksibel yaitu pembangkit yang tidak dapat dihidupkan dan atau dimatikan dalam waktu singkat dan lambat dalam menaikkan atau menurunkan pembebanan sehingga mengharuskan pembangkit untuk dioperasikan sepanjang pembangkit siap. Pembangkit kelompok ini digolongkan kedalam pembangkit *base load*. Pembangkit *base load* berskala besar memiliki biaya produksi yang lebih murah dibandingkan dengan kelompok pembangkit lainnya. Contoh pembangkit *base load* yaitu PLTU batubara.

Pembangkit *load follower* meliputi pembangkit yang lebih fleksibel namun lebih mahal dari pembangkit *base load*, seperti PLTGU gas dan PLTGU minyak. Sedangkan untuk pembangkit *peaker* merupakan pembangkit yang fleksibel baik dalam perubahan pembebanan maupun operasi nyata dan mati contoh pembangkit *peaker* yaitu PLTA.

Dalam sistem tenaga listrik ada beberapa macam pembangkit tenaga listrik (*power plant*) yaitu pembangkit tenaga termal, pembangkit hidro,

pembangkit nuklir dan lain-lain. Pembangkit termal mempunyai karakteristik khusus yaitu harga bahan bakar sangat menentukan biaya operasi. Dalam sistem tenaga listrik terdapat banyak pembangkit termal dengan karakteristik dan biaya operasi yang berbeda-beda.

Economic Dispatch adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang terhubung dengan sistem dengan biaya operasi minimum. Besar beban pada suatu sistem tenaga selalu berubah setiap periode waktu tertentu oleh karena itu untuk mensuplai beban secara ekonomis maka perhitungan *economic dispatch* dilakukan pada setiap besar beban tersebut. Batasan utama dari operasi sistem pembangkitan tersebut adalah jumlah tenaga listrik yang mencukupi kebutuhan beban [8].



Gambar 2.2 N unit Pembangkitan Melayani Beban P_{load} [8]

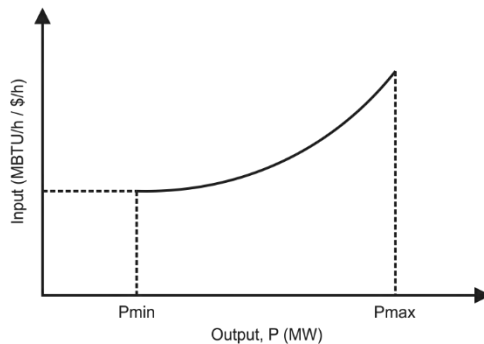
Gambar 2.2 menunjukkan sistem yang terdiri dari N unit pembangkit terhubung ke single bus-bar melayani beban listrik sebesar P_{load} .

2.2.1 Karakteristik *Input-Output* Pembangkit Termal

Karakteristik input-output terhadap konsumsi bahan bakar pada pembangkit termal merupakan dasar penyusunan fungsi biaya. Secara umum karakteristik input-output pembangkit termal berbentuk Btu *per hour* input ke unit generator (Mbtu/h). Biaya pembangkitan adalah

perkalian biaya (\$) kalori yang terkandung dalam bahan bakar dengan kebutuhan kalori tiap jam dari generator (BTU/h). Hasil daya yang dibangkitkan (MW) dinyatakan dalam P . Pada gambar 2.2 ditunjukkan bahwa kurva karakteristik input-output dari pembangkit termal memiliki batas minimal dan maksimal dari daya output yang diproduksi.

Biaya operasi pembangkitan juga meliputi biaya tenaga kerja, biaya pemeliharaan, biaya transportasi bahan bakar dan lain-lain. Biaya tersebut sulit didefinisikan secara langsung sebagai fungsi biaya berdasarkan daya output pembangkitan generator. Karena permasalahan tersebut, biaya-biaya tersebut diasumsikan sebagai *fixed cost* dari biaya pembangkitan dan akan diabaikan dalam proses optimasi pada tugas akhir ini.



Gambar 2.3 Kurva Input-Output Pembangkit Termal

Karakteristik input-output diekspresikan dalam persamaan yang merupakan pendekatan atau linearisasi dari biaya bahan bakar yang masuk ke generator terhadap daya output generator. Persamaan karakteristik yang diperoleh disebut sebagai biaya pembangkitan energi listrik dari suatu pembangkit. Persamaan karakteristik input-output pembangkit termal secara umum direpresentasikan dalam persamaan orde dua.

Untuk menganalisis permasalahan mengenai operasi dalam sistem tenaga terutama masalah operasi ekonomis, dibutuhkan dasar mengenai karakteristik input-output dari suatu unit pembangkit termal. Untuk mendefinisikan karakteristik unit, akan dibahas mengenai *gross input* dan *net input*.

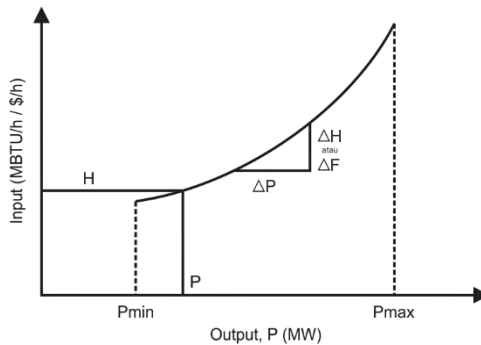
Gross input dari suatu pembangkit merepresentasikan total input dan diukur dalam dolar per jam atau ton bahan bakar per jam atau kubik gas per jam atau dalam bentuk unit lain. Sedangkan *net output* dari suatu

pembangkit adalah output daya listrik yang tersedia untuk penggunaan pada sistem tenaga listrik. Dengan mendefinisikan karakteristik dari unit turbin uap digunakan beberapa konstanta sebagai berikut :

H = Btu per jam input panas pada unit (Mbtu/h)

F = Biaya bahan bakar dikalikan H adalah R per jam (R/h) input pada unit untuk bahan bakar [8]

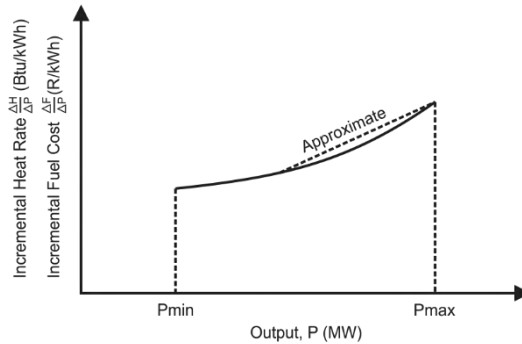
Biaya operasional R per jam suatu unit terdiri atas biaya operasional dan biaya pemeliharaan. Sehingga biaya pekerja akan dimasukkan sebagai bagian dari biaya operasi pembangkitan jika biaya ini dapat digambarkan secara langsung sebagai fungsi dari output unit. Output dari unit pembangkit dinotasikan dengan P . Gambar 2.3 menunjukkan karakteristik input-output suatu unit pembangkit tenaga uap yang ideal.



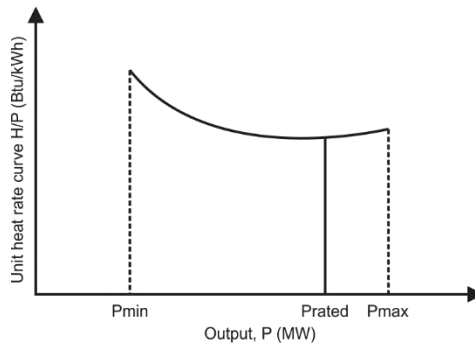
Gambar 2.4 Karakteristik Kenaikan Panas Pembangkit Uap

Input unit yang ditunjukkan pada sumbu ordinat dapat diterjemahkan pula dalam bentuk kebutuhan energi panas (Mbtu/jam) datau dalam bentuk biaya total per jam (R/jam). Output adalah output daya listrik dari unit tersebut. Karakteristik yang ditunjukkan adalah dalam bentuk ideal sehingga tampak berupa kurva cembung.

Karakteristik kenaikan panas dari unit pembangkit uap diperlihatkan pada gambar 2.4. Karakteristik ini adalah kemiringan dari karakteristik input-output ($\frac{\Delta H}{\Delta P}$ atau $\frac{\Delta F}{\Delta P}$). Data yang ditunjukkan pada kurva ini dalam satuan Btu per kilowatt jam (R per kilowatt jam)



Gambar 2.5 Representasi Kurva Kenaikan Input

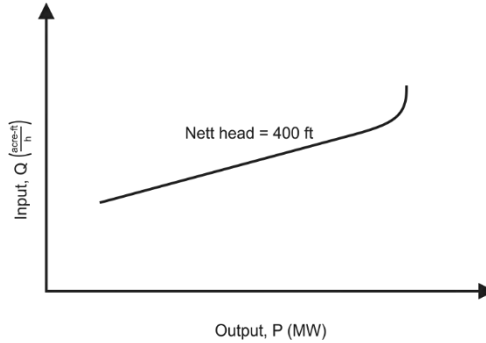


Gambar 2.6 Karakteristik *Heat Rate* Pembangkit Termal

Heat Rate dari suatu pembangkit tidak boleh melebihi kapasitas maksimum dari pembangkit (P_{max}) dan kapasitas minimum dari pembangkit (P_{min}). Apabila melebihi dari P_{max} dan kurang dari P_{min} maka pembangkit tersebut sudah tidak beroperasi secara aman.

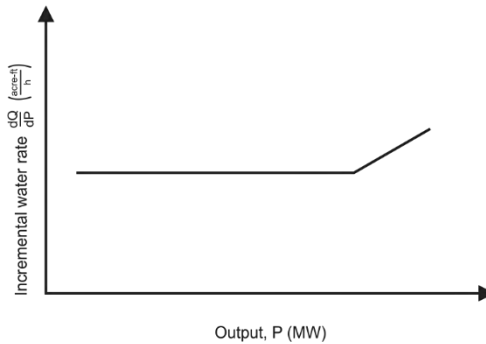
2.2.2 Karakteristik Input-Output Pembangkit Hidro

Unit pembangkit listrik hidro mempunyai karakteristik input-output berbeda dengan unit pembangkit termal, input berupa volume air per unit waktu sedangkan output adalah daya listrik. Gambar 2.7 menunjukkan kurva input-output pembangkit tenaga air. Karakteristik ini menunjukkan kurva yang hampir linear dengan kebutuhan volume input air per waktuunit sebagai fungsi dari daya output.



Gambar 2.7 Kurva Input-Output Pembangkit Hidro

Karakteristik kenaikan rata-rata air ditunjukkan seperti pada Gambar 2.8 berikut.



Gambar 2.8 Kurva Kenaikan Air Pada Pembangkit Hidro

2.2.3 Persamaan Matematis Permasalahan *Economic Dispatch*

Economic Dispatch (ED) pada sistem pembangkit digunakan untuk menentukan kombinasi output tenaga yang optimal untuk semua unit pembangkitan dengan meminimalkan total biaya bahan bakar dan memenuhi *constraint*. Masalah *economic dispatch* dijelaskan dalam matematika pada persamaan [8] :

$$F_T = \sum F_i(P_i) \quad (2.1)$$

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.2)$$

Dimana :

- F_T = total biaya pembangkitan (Rp)
 $F_i(P_i)$ = fungsi biaya input-output dari pembangkit i (Rp/jam)
 $a_i b_i c_i$ = koefisien biaya dari pembangkit i
 P_i = output pembangkit i (MW)

Fungsi biaya pembangkit yang ditunjukkan pada persamaan (2.2) merupakan persamaan orde 2, dengan kata lain merupakan fungsi polinomial atau tidak linier. Sehingga dalam perhitungan *Economic Dispatch* menjadi cukup rumit.

Kombinasi daya output yang dibangkitkan oleh tiap-tiap generator pada sistem harus memenuhi kebutuhan beban dari sistem tenaga listrik (*equality constraint*) dan memenuhi batas minimum serta maksimum dari daya yang dapat dibangkitkan oleh generator (*inequality constraint*). Kondisi lain yang harus dipenuhi dalam penyelesaian *Economic Dispatch* antara lain :

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad (2.3)$$

$$\sum P_i = P_D \quad (2.4)$$

Dimana :

- P_{\min}, P_{\max} = batasan minimum dan maksimum daya pembangkit
 P_i = daya output pembangkit (MW)
 P_D = daya permintaan konsumen (MW)

2.3 *Dynamic Economic Emission Dispatch (DEED)*

Beberapa tahun belakangan ini, polusi lingkungan menjadi permasalahan besar di dunia serta mendapat banyak perhatian, sehingga pengurangan emisi akibat dari pembangkitan tenaga listrik menjadi isu penting. *Emission dispatching* adalah salah satu opsi alternatif jangka pendek yang efektif dengan meminimalkan emisi dan biaya bahan bakar. Dalam kasus ini, permasalahan *economic dispatch* memiliki permasalahan *economic dispatch* yang memiliki permasalahan optimasi *multi-objective* yang disebut dengan *economic emission dispatch* (EED) dengan meminimalkan biaya bahan bakar dan emisi. DEED adalah pengembangan dari *economic emission dispatch* konvensional yang mempertimbangkan *ramp rate* unit pembangkit. Pada *economic dispatch* konvensional, karakteristik *dynamic* selama waktu optimasi tidak

dipertimbangkan. DEED diselesaikan dengan membagi seluruh periode *dispatch* menjadi interval waktu yang lebih kecil dengan menggunakan pendekatan *economic dispatch* statis pada setiap interval waktu [6].

DEED dapat dirumuskan sebagai sebuah optimasi *multi-objective* dengan permasalahan dinamis dan ketidaklinearan yang tinggi serta hubungannya dengan variasi permintaan beban pada sisi konsumen dalam sistem tenaga listrik. Tujuan utama dari DEED adalah untuk meminimalkan biaya pembangkitan dan emisi yang dihasilkan pembangkit dalam memenuhi permintaan beban tenaga listrik dengan tetap mempertimbangkan persamaan dan pertidaksamaan *constratint*.

2.3.1 Fungsi Multi-Objective

Fungsi tujuan merupakan formula yang terdiri dari tujuan-tujuan yang akan di minimumkan. Fungsi ini dapat dilihat di bawah ini :

$$F = W_c \cdot F_{CT} + W_e \cdot F_{ET} \quad (2.5)$$

Dimana :

$$W_c + W_e = 1 \quad (2.6)$$

Keterangan:

- F = Fungsi tujuan
- F_{ET} = Total emisi pembangkit-pembangkit dalam sistem (gram)
- F_{CT} = Total biaya bahan bakar pembangkit dalam sistem (Rp)
- W_c = Bobot untuk biaya bahan bakar pembangkit dalam sistem
- W_e = Bobot untuk emisi pembangkit dalam sistem

2.3.2 Fungsi Objective DEED

Tujuan yang diminimumkan dalam *multi-objective economic emission dispatch* dapat dilihat di bawah ini :

1. Cost Function

Salah satu tujuan dari permasalahan DEED adalah meminimalkan total biaya pembangkitan. Fungsi biaya pembangkitan diberikan pada persamaan sebagai berikut :

$$F_c(P) = \sum_{i=1}^N a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.7)$$

Dimana :

$$a_i b_i c_i = \text{cost function}$$

P_i = daya output dari unit pembangkit ke-i dalam MW

2. *Emission Function*

Polusi udara pada atmosfer bumi disebabkan oleh emisi gas SO₂, CO₂, dan NO₂ yang dihasilkan dari pembangkitan energi listrik pada pembangkit listrik termal. Salah satu tujuan dari DEED adalah untuk meminimalkan hasil emisi akibat pembakaran bahan bakar pada pembangkit listrik termal. Jumlah emisi dari setiap unit pembangkit diberikan sebagai persamaan dari setiap daya output yang dihasilkan oleh masing-masing unit pembangkit. Total emisi pada sistem tenaga listrik dapat dilihat pada persamaan dibawah ini :

$$F_c(P) = \sum_{i=1}^N \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (2.8)$$

Dimana $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ adalah koefisien emisi dari generator ke-I [2]

2.3.3 *Constraint DEED*

Daya pembangkitan yang dihasilkan melalui batasan :

1) *Equality Constraint*

$$\sum P_i = P_D \quad (2.9)$$

Pada tugas akhir ini rugi-rugi jaringan tidak diperhitungkan. Sehingga besar daya yang dibangkitkan sama dengan besar daya yang dibutuhkan.

2) *Inequality Constraint*

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad (2.10)$$

P_i^{\min} dan P_i^{\max} merupakan kapasitas pembangkitan minimum dan maksimum dari generator unit ke-i.

3) *Ramp Constraint*

Ketika pembangkitannya naik maka batasan *ramp up* dari pembangkit :

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \text{ramp up} \quad (2.11)$$

Ketika pembangkitannya naik maka batasan *ramp down* dari pembangkit:

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq \text{ramp down} \quad (2.12)$$

Dengan adanya *ramp constraint* maka *capacity constraint* untuk pembangkitan diatas jam 1 akan berubah menjadi :

$$\max(P_i \text{ min } P_{i,t} - \text{ramp down}) \leq P_{i,t} \leq \min(P_{i,t} \text{ max } P_{i,t-1} + \text{ramp up}) \quad (2.13)$$

sehingga :

$$P_i \text{ min} = \max(P_i \text{ min}, P_{i,t-1} - \text{ramp down}) \quad (2.14)$$

$$P_i \text{ max} = \min(P_i \text{ max}, P_{i,t-1} + \text{ramp up}) \quad (2.15)$$

Ramp up dan *ramp down* adalah *ramp rate* dari generator-i. Pada tugas akhir ini *ramp rate* diasumsikan pada nilai yang sama.

2.3.4 Metode Pembanding Nilai

Agar *equality constraint* terpenuhi seperti ditunjukkan pada persamaan (2.9) maka digunakan metode pembanding nilai untuk mendapatkan total pembangkitan yang sama dengan beban total setiap jamnya. Persamaan pembanding nilai dimodelkan seperti persamaan berikut ini :

$$\sum_{i=1}^N P_{gbi}^t = \frac{P_i^t}{P_{i \text{ total}}^t} \times P_d^t \quad (2.16)$$

$$P_i \text{ min} < P_{gbi}^t < P_i \text{ max} \quad (2.17)$$

Dimana :

- P_{gbi}^t = pembangkitan yang sama dengan beban untuk unit pembangkit ke-i pada waktu ke-t (MW)
- P_i^t = pembangkitan untuk unit ke-i pada waktu ke -t (MW)
- $P_{i \text{ total}}^t$ = pembangkitan total setiap unit pembangkit pada waktu ke-t (MW)
- P_d^t = beban sistem pada saat ke-t (MW)

Setiap pembangkitan yang dihasilkan dengan metode pembanding nilai pada setiap unit pembangkit akan memiliki jumlah yang sama

dengan beban setiap jamnya dan tidak boleh melebihi kemampuan maksimum dan minimum dari pembangkit.

2.4 Particle Swarm Optimization (PSO)

Particle Swarm Optimization (PSO) merupakan salah satu algoritma dalam bidang kecerdasan buatan, salah satu penerapannya dikenal dengan istilah *swarm intelligence*. *Swarm intelligence* merupakan desain algoritma yang berfungsi untuk menyelesaikan permasalahan secara terdistribusi yang di adaptasi dari perilaku sosial kolektif koloni serangga atau koloni binatang.

Particle swarm optimization merupakan algoritma optimasi yang terinspirasi oleh kecerdasan koloni burung dan ikan. Pergerakan partikel ditentukan oleh nilai posisi awal dan nilai kecepatan. Nilai posisi dari partikel akan merepresentasikan solusi yang mungkin pada kasus optimasi, sedangkan nilai kecepatan digunakan untuk merubah posisi partikel.

Algoritma PSO original diperkenalkan pertama kalinya oleh J. Kennedy pada tahun 1995. Algoritma PSO original dimulai dengan inisialisasi populasi yang disebut partikel yang dibangkitkan secara acak. Nilai dari fungsi objektif partikel-partikel tersebut akan mendeskripsikan kualitas dari posisi partikel atau sebagai alternatif solusi. Algoritma PSO akan memperbarui nilai posisi dan kecepatan partikel untuk setiap populasinya hingga kondisi terakhir terpenuhi. Persamaan *update rule* yang digunakan adalah :

$$V_{ir+1} = V_{ir} + c_1 \cdot \text{rand} * (P_{best_{ir}} - X_{ir}) + c_2 \cdot \text{rand} * (G_{best_{ir}} - X_{ir}) \quad (2.18)$$

$$X_{ir+1} = X_{ir} + V_{ir+1} \quad (2.19)$$

Pada tahun yang sama algoritma lokal PSO diperkenalkan oleh R. Eberhart. Prinsip dari teori lokal PSO adalah bahwa suatu partikel tidak mengalami percepatan yang diakibatkan oleh G_{Best} , tetapi akan mengalami percepatan yang diakibatkan oleh partikel-partikel yang menjadi tetangga partikel yang bersangkutan (bukan posisi terbaik dari suatu partikel). Sehingga persamaan 2.18 akan berubah menjadi :

$$V_{ir+1} = V_{ir} + c_1 \cdot \text{rand} * (P_{best_{ir}} - X_{ir}) + c_2 \cdot \text{rand} * (L_{best_{ir}} - X_{ir}) \quad (2.20)$$

Dimana :

X_{ir} dan V_{ir} = posisi dan kecepatan partikel awal

X_{ir+1} dan V_{ir+1} = posisi dan kecepatan partikel iterasi selanjutnya

c_1	= konstanta <i>cognitive</i>
c_2	= <i>social acceleration</i>
rand	= nilai random yang terdistribusi antara 0 dan 1
$P_{best_{ir}}$	= posisi terbaik dari partikel itu sendiri
$G_{best_{ir}}$	= posisi terbaik dari seluruh posisi yang ada
$L_{best_{ir}}$	= posisi terbaik yang pernah dicapai oleh tetangga-tetangga dari suatu partikel

Perbedaan dari metode Kennedy dan Eberhart adalah dengan penggunaan PSO original Kennedy akan menghasilkan konvergensi yang terlalu cepat dan menghasilkan performa yang kurang baik karena menggunakan G_{best} sebagai dasar acuan untuk pencarian posisi terbaik. Sedangkan PSO Eberhart akan menghasilkan konvergensi yang lebih lambat tetapi dapat menghasilkan performa yang lebih baik.

2.4.1 Modifikasi PSO

Modifikasi PSO yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan DED adalah *Decreasing Inertia Weight* PSO. Variasi ini merupakan pengembangan dari metode yang telah dikembangkan oleh Kennedy dan Eberhart. Dengan penambahan *inertia weight* sebagai pengendali keberagaman dari PSO original, maka persamaan *update* partikel menjadi:

$$V_{ir+1} = w * V_{ir} + c_1 \cdot \text{rand} * (P_{best_{ir}} - X_{ir}) + c_2 \cdot \text{rand} * (L_{best_{ir}} - X_{ir}) \quad (2.21)$$

Dengan w adalah *inertia weight* yang memiliki nilai yang bervariasi setiap iterasinya. Persamaan *inertia weight* yang digunakan adalah :

$$w_{it} = w_{\max} - \frac{(w_{\max} - w_{\min}) * It}{It_{\max}} \quad (2.22)$$

Dimana :

w_{\max}	= koefisien <i>inertia weight</i> maksimal
w_{\min}	= koefisien <i>inertia weight</i> minimal
It	= iterasi yang selalu berubah (1,2,3,..., It_{\max})
It_{\max}	= iterasi maksimal yang ditentukan

2.4.2 Pembatas Pergerakan Partikel

Dengan adanya keberagaman yang didapatkan ketika update posisi maka perlu adanya pembatas pergerakan pada setiap partikel. Pembatas

pergerakan partikel mempunyai fungsi sebagai pembatas agar partikel tetap berada pada batasannya atau tetap berada pada jalurnya masing-masing.

Seperti halnya dalam pergerakan koloni burung atau ikan, setiap kali koloni tersebut bergerak kesisi kiri atau kanan maka tidak akan ada anggota di dalam koloni tersebut yang saling membentur sesama anggota yang lainnya dan selalu seragam. Pembatas pergerakan partikel tersebut dapat dilihat pada persamaan berikut ini :

$$X_{\min} \leq X_{ir} \leq X_{\max} \quad (2.23)$$

X_{\min} dan X_{\max} adalah posisi atau jarak minimal dan posisi atau jarak maksimal pada suatu koloni burung dan ikan. Sehingga ketika diterapkan pada sistem pembangkit maka X_{\min} adalah kemampuan minimal dari unit pembangkit (P_{\min}), sedangkan X_{\max} adalah kemampuan maksimal dari unit pembangkit (P_{\max}).

2.4.3 Prosedur Standar Algoritma PSO

Prosedur standar untuk menerapkan algoritma PSO adalah sebagai berikut :

1. Inialisasi populasi PSO, jumlah iterasi dan parameter PSO
2. Evaluasi fungsi *fitness* setiap partikel
3. Inialisasi *fitness* awal sebagai penentuan posisi partikel terbaik
4. Update posisi partikel dengan menggunakan persamaan *inersia weight*
5. Batasi pergerakan partikel dengan menggunakan X_{\min} dan X_{\max}
6. Bandingkan tiap calon G_{best} dari nilai fungsi *fitness* agar mendapatkan nilai G_{best} terbaik.
7. Lakukan sampai batas iterasi atau sampai mendapatkan G_{best} dengan fungsi *fitness* yang paling minimal atau yang terbaik.

2.5 Polutan Hasil Pembakaran Batubara

Polusi berarti pencemaran terhadap makhluk hidup, zat, energi, atau komponen lain yang masuk ke dalam lingkungan yang menyebabkan tatanan lingkungan menjadi berubah oleh kegiatan manusia atau proses alam. Polusi udara adalah penurunan kualitas udara sampai pada tahap mengganggu kehidupan karena polutan masuk ke dalam udara.

Pembakaran batubara akan menghasilkan emisi limbah yang lebih banyak dibandingkan bahan bakar minyak dan gas. Pembakaran batubara

juga menghasilkan abu sisa pembakaran, gas belerang oksida, nitrogen oksida, karbon monoksida dan karbon dioksida.

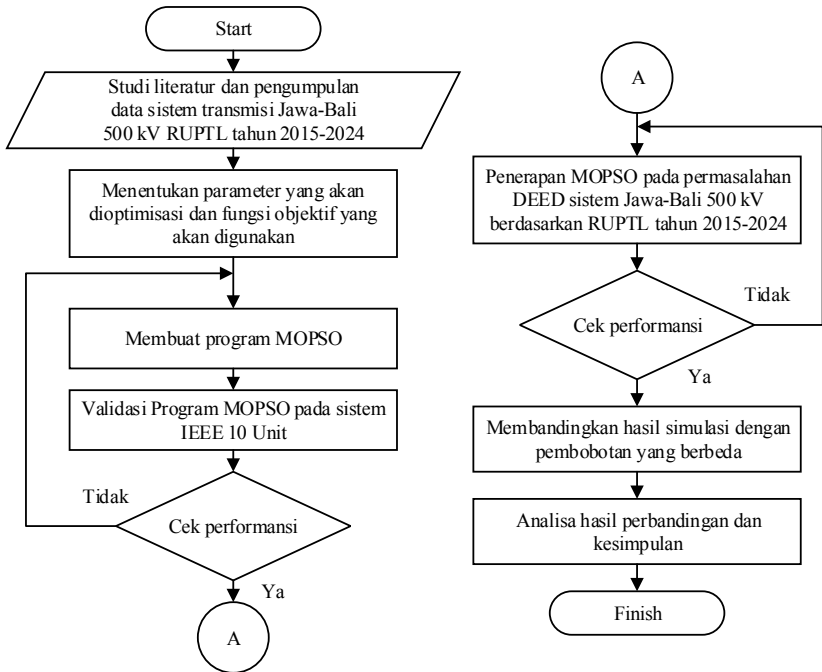
Pada pembakaran batubara nitrogen akan dirubah menjadi nitrogen oksida yang disebut NO_x . Selain nitrogen dari batubara, NO_x juga dapat terbentuk dari nitrogen dalam udara pembakaran. Zat nitrogen oksida dapat menyebabkan kerusakan paru-paru. Setelah bereaksi di atmosfer, zat nitrogen oksida membentuk partikel-partikel nitrat sangat halus yang menembus bagian terdalam paru-paru atau uap air di awan akan membentuk asam. Zat oksida bereaksi dengan asap bensin yang tidak terbakar dan zat-zat hidrokarbon lain di sinar matahari akan membentuk ozon rendah berbentuk kabut berwarna coklat kemerahan yang menyelimuti sebagian besar kota di dunia.

BAB III

DYNAMIC ECONOMIC EMISSION DISPATCH MENGGUNAKAN *MULTI-OBJECTIVE PARTICLE* *SWARM OPTMIZATION (MOPSO)*

Dalam bab ini akan dijelaskan mengenai penerapan MOPSO untuk menyelesaikan permasalahan DEED pada sistem kelistrikan. Pengolahan data dan simulasi dikerjakan dengan menggunakan software MATLAB. MOPSO yang diterapkan pada DEED akan diuji pada sistem IEEE 10 Unit dan sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 tanpa memperhitungkan *losses*.

3.1 Algoritma Pengerjaan Tugas Akhir

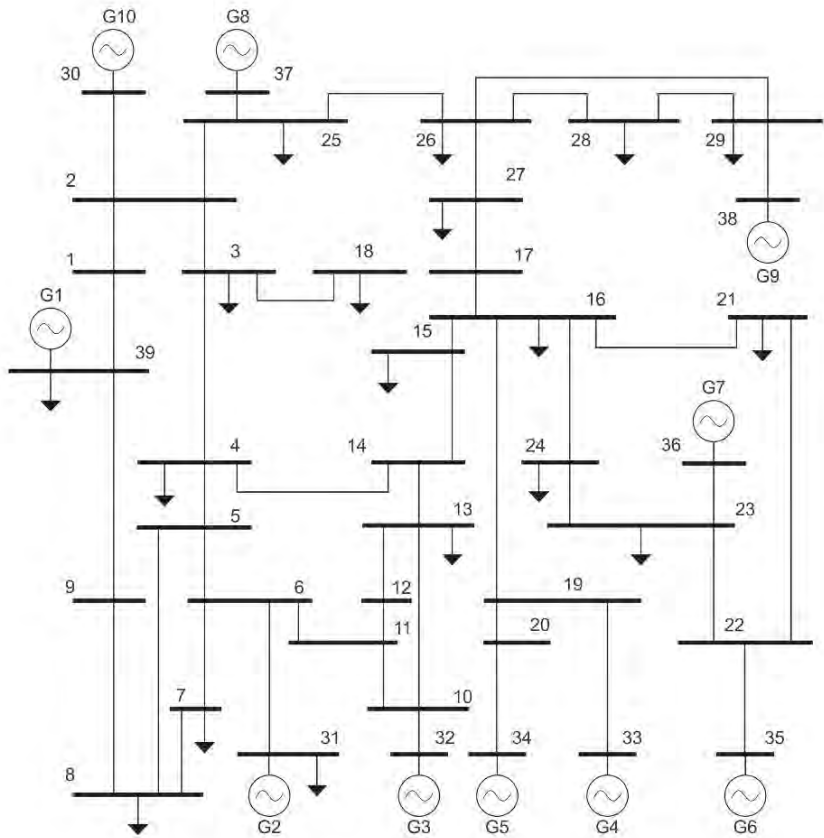


Gambar 3.1 Flowchart Pengerjaan Tugas Akhir

Flowchart pengerjaan tugas akhir ditunjukkan pada Gambar 3.1. Pengerjaan tugas akhir ini dimulai dengan studi literatur tentang sistem

tenaga listrik terutama optimisasi pembangkitan *economic dispatch*, *dynamic economic dispatch* dan *emission dispatch*. Setelah itu dilakukan pembuatan program MOPSO untuk diterapkan pada sistem IEEE 10 Unit sebagai validasi dan kemudian diterapkan pada sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024.

3.2 Parameter Pembangkit Sistem IEEE 10 Unit [2]



Gambar 3.2 Single Line Diagram Sistem IEEE 10 Unit

Fungsi biaya pada sistem IEEE 10 unit dapat dilihat pada tabel 3.1 dengan kapasitas Pmax dan Pmin nya. Data *ramp* pada tabel 3.1 untuk *ramp up* dan *ramp down* dianggap sama. [2]

Tabel 3.1 Fungsi Biaya Sistem Tenaga Listrik IEEE 10 Unit

Pembangkit	Cost Function (\$/MWh) (a P ² + b P + c)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Ramp (MW/Jam)
Unit 1	0.1524 + 38.5397 + 786.7988	470	150	80
Unit 2	0.1058 + 46.1591 + 451.3251	470	135	80
Unit 3	0.0280 + 40.3965 + 1049.9977	340	73	80
Unit 4	0.0354 + 38.3055 + 1243.5311	300	60	50
Unit 5	0.0211 + 36.3278 + 1658.5696	243	73	50
Unit 6	0.0179 + 38.2704 + 1356.6592	160	57	50
Unit 7	0.0121 + 36.5104 + 1450.7045	130	20	30
Unit 8	0.0121 + 36.5104 + 1450.7045	120	47	30
Unit 9	0.1090 + 39.5804 + 1455.6056	80	20	30
Unit 10	0.1295 + 40.5407 + 1469.4026	55	10	30

Fungsi emisi untuk masing-masing pembangkit pada sistem IEEE 10 Unit dapat dilihat pada tabel 3.2. Untuk data beban dapat dilihat pada tabel 3.3 dengan interval 4 jam pembebanan tertinggi. [2]

Tabel 3.2 Fungsi Emisi Sistem Tenaga Listrik IEEE 10 Unit

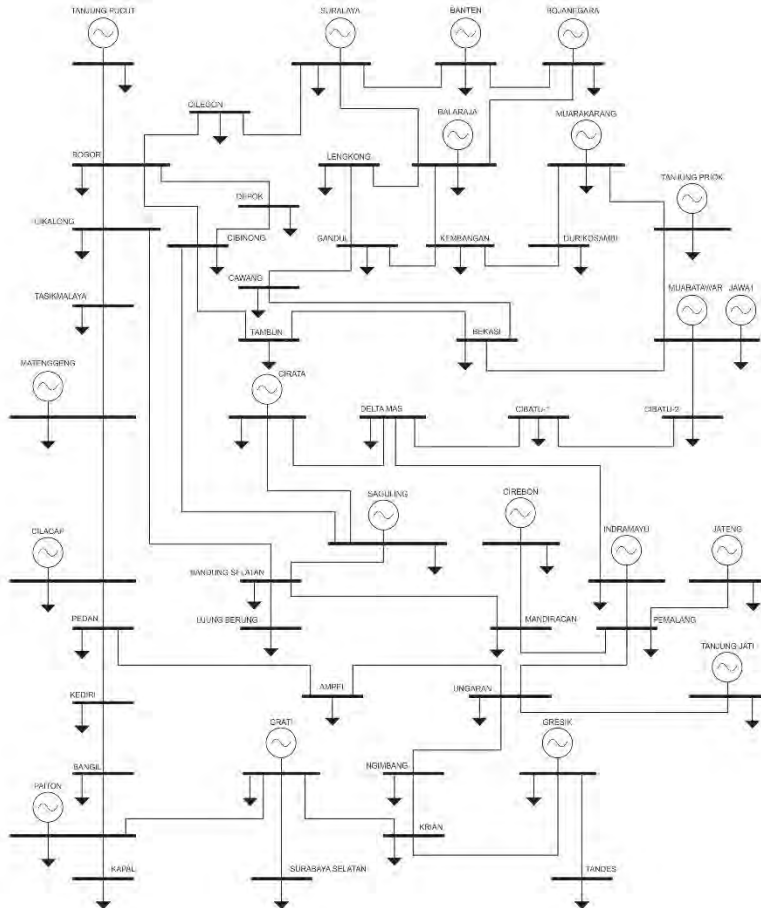
Pembangkit	Emission Function (gram/jam)
Unit 1	0.0312 - 2.4444 + 103.3908
Unit 2	0.0312 - 2.4444 + 103.3908
Unit 3	0.0509 - 4.0695 + 300.3910
Unit 4	0.0509 - 4.0695 + 300.3910
Unit 5	0.0344 - 3.8132 + 320.0006
Unit 6	0.0344 - 3.8132 + 320.0006
Unit 7	0.0465 - 3.9023 + 330.0056
Unit 8	0.0465 - 3.9023 + 330.0056
Unit 9	0.0465 - 3.9524 + 350.0056
Unit 10	0.0470 - 3.9864 + 360.0012

Tabel 3.3 Data Pembebanan Sistem Tenaga Listrik IEEE 10 Unit

Jam	10	11	12	13
Beban (MW)	2022	2106	2150	2072

3.3 Parameter Pembangkit Sistem Transmisi Jawa-Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024

Data single line diagram sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 dapat dilihat pada gambar 3.3



Gambar 3.3 Single Line Diagram Sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL tahun 2015-2024

Fungsi biaya pada sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL tahun 2015-2024 dapat dilihat pada tabel 3.4 dengan kapasitas Pmax dan Pmin nya. Data *ramp up* pada tabel 3.1 untuk *ramp up* dan *ramp down* dianggap sama. [11]

Tabel 3.4 Fungsi Biaya Sistem Transmisi Jawa-Bali 500 kV RUPTL Tahun 2015-2024

Pembangkit	Cost Function (Rp/MWh) (a P ² + b P + c)	Pmin (MW)	Pmaks (MW)	Ramp (MW/Jam)
Suralaya	-400 P ² + 3332794 P + 57543208	1610	4200	350
Banten	123 P ² + 982201 P + 45915179.34	690	1725	350
Bojanegara	-216 P ² + 1687044 P + 26078106.5	800	2000	350
Balaraja	-216 P ² + 1687044 P + 26078106.5	800	2000	350
Muarakarang	203 P ² + 2707932 P + 66802287.3	848	2119	480
Tanjung Priok	-51 P ² + 2895112 P + 175648457.9	1149	2872	520
Muaratawar	691 P ² + 3047098 P + 519353767.1	1080	2700	510
Matenggeng	400 P	360	900	830
Paiton	218 P ² + 2104640 P + 180205527.9	1886	4714	300
Jawa I	-198 P ² + 1626063 P + 36865968	640	1600	250
Cirata	400 P	403	1008	930
Saguling	600 P	696	1740	860
Cirebon	-123 P ² + 1535364 P + 49030275.11	824	2060	250
Jateng	-52 P ² + 1745451 P + 44057796.02	760	1900	250
Indramayu	551 P ² + 1577296 P + 138462967.6	1060	2650	250
Tanjung Jati	-80 P ² + 2828349 P + 133177025.6	1856	4640	337
Gresik	-73 P ² + 5877235 P + 112522922.1	1216	3040	420
Tanjung Pucut	-108 P ² + 2530566 P + 39117159.75	1200	3000	300
Grati	203 P ² + 2545832 P + 140621312.5	546	1365	420
Cilacap	-102 P ² + 2480952 P + 110670582.7	1436	3589	350

Sistem Jawa-Bali 500 kV pada tabel 3.4 berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 secara spesifik sistem tersebut menggunakan data RUPTL tahun 2021, dimana total unit pembangkit terdapat 20 generator yang terdiri dari 17 pembangkit termal (PLTU & PLTGU) dan 3 pembangkit hidro (PLTA). [11]

Fungsi emisi untuk masing-masing pembangkit pada sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL tahun 2015-2024 dapat dilihat pada tabel 3.5. Fungsi emisi terdiri dari pembangkit termal (PLTU dan PLTGU) sedangkan untuk pembangkit hidro, fungsi emisi tidak dihitung. Untuk data beban dapat dilihat pada tabel 3.6 dengan interval 4 jam pembebanan tertinggi.

Tabel 3.5 Fungsi Emisi Sistem Transmisi Jawa-Bali 500 kV RUPTL Tahun 2015-204

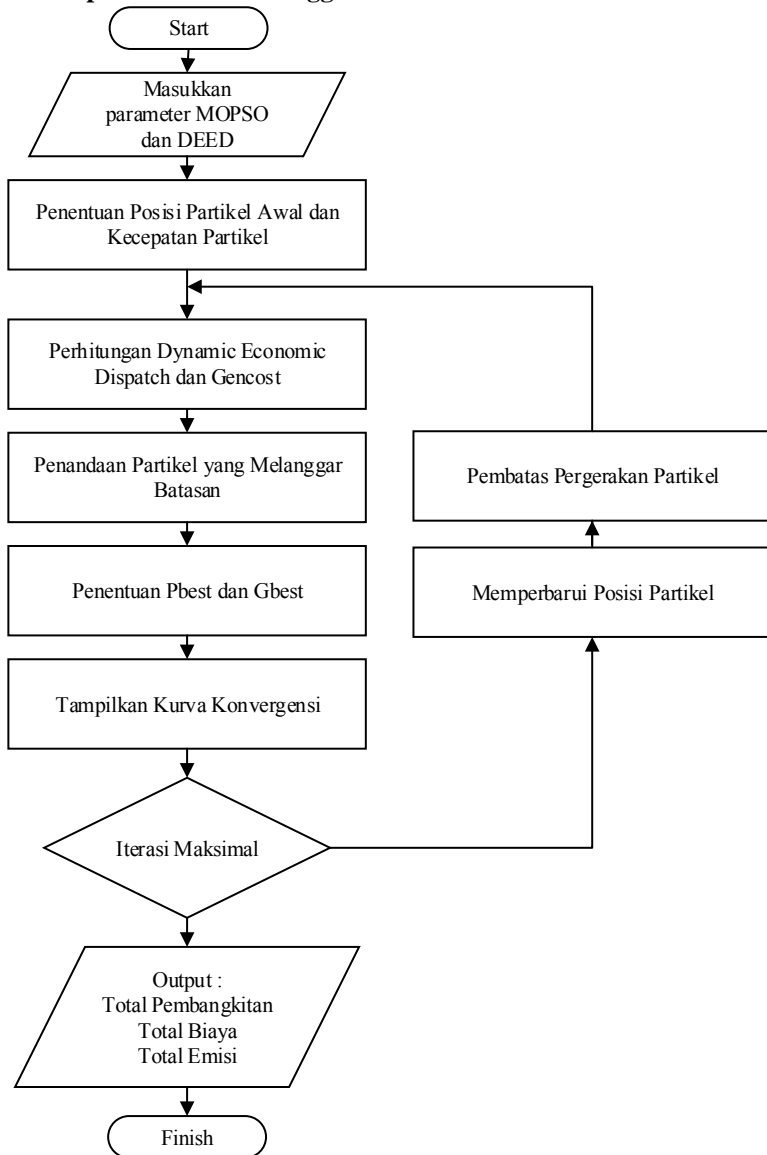
Pembangkit	Emission Function (gram/jam) (a P ² + b P + C)
Suralaya	-236.68 P ² + 1983806.21 P + 34251909.82
Banten	37.77 P ² + 299725.74 P + 14011345.54
Bojanegara	-66.15 P ² + 514813.628 P + 7957920.812
Balaraja	-66.15 P ² + 514813.628 P + 7957920.812
Muarakarang	62.16 P ² + 826344.983 P + 20385196
Tanjung Priok	-11.11 P ² + 621268.837 P + 37692802.12
Muaratawar	96.17 P ² + 423620.006 P + 72202664.69
Matenggeng	0
Paiton	149.51 P ² + 1441534.92 P + 123428443.8
Jawa I	-198.13 P ² + 1626063.24 P + 36865968.36
Cirata	0
Saguling	0
Cirebon	-87.18 P ² + 1079721.65 P + 49030275.11
Jateng	-11.18 P ² + 374560.421 P + 9454462.665
Indramayu	96.17 P ² + 423620.006 + 72202664.69
Tanjung Jati	-56.94 P ² + 1988993.85 P + 93654729.68
Gresik	-15.84 P ² + 1261209.32 P + 24146549.81
Tanjung Pucut	-76.22 P ² + 1779582.55 P + 27508551.16
Grati	62.07 P ² + 2545832.46 P + 140621312.5
Cilacap	-71.89 P ² + 1744692.56 P + 77827413.99

Beban pada tabel 3.6 merupakan data beban total berdasarkan perkiraan aliran daya RUPTL tahun 2021. Untuk beban *peak* pada tahun 2021 diperkirakan sekitar 39983 MW sedangkan untuk beban *off peak* diperkirakan sekitar 39520 MW. [11]

Tabel 3.6 Data Perkiraan Pembebanan pada tahun 2021

Pukul	Beban (MW)
18.00	39633
19.00	39983
20.00	39578
21.00	39520

3.4 Optimasi DEED menggunakan MOPSO



Gambar 3.4 Flowchart Optimisasi DEED-MOPSO

Pada bagian ini digunakan metode penyelesaian PSO untuk mencari kombinasi dari parameter-parameter pembangkitan yang paling optimal dengan biaya yang paling minimal. PSO merupakan salah satu teknik heuristic yang memiliki banyak kesamaan dengan *Firefly Algorithm*. PSO mampu menyelesaikan permasalahan *non-linear*, *non differentiable* dan *multimodal objective function*.

3.4.1 Inisialisasi

Pada proses inisialisasi, posisi partikel pada PSO dibangkitkan secara acak diantara range batas atas dan batas bawah yang diijinkan. Batas atas dan batas bawah untuk setiap posisi partikel masih tetap berada pada batasan P_{max} dan P_{min} . Pada permasalahan DEED, posisi partikel yang dibangkitkan mewakili daya pembangkitan.

Proses inisialisasi pembatas partikel sesuai dengan *constraint* batas atas dan batas bawah yang dinyatakan pada persamaan berikut ini :

$$P_i^t = \begin{cases} P_i^t \\ P_{i\min} \\ P_{i\max} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\begin{aligned} &\text{jika } P_{i\min} \leq P_i^t \leq P_{i\max} \\ &\text{jika } P_i^t \leq P_{i\min} \\ &\text{jika } P_i^t \geq P_{i\max} \end{aligned}$$

Dengan adanya batasan *ramp rate* maka untuk mencari pembangkitan diatas jam satu *constraint* batas atas dan batas bawah akan berubah menjadi :

$$\max(P_{i\min}, P_i^{t-1} - \text{ramp}) \leq P_i^t \leq \min(P_{i\max}, P_i^{t-1} + \text{ramp}) \quad (3.2)$$

Sehingga $P_{i\min}$ dan $P_{i\max}$ akan berubah menjadi :

$$P_{i\min} = \max(P_{i\min}, P_i^{t-1} - \text{ramp}) \quad (3.3)$$

$$P_{i\max} = \min(P_{i\max}, P_i^{t-1} + \text{ramp}) \quad (3.4)$$

Dengan metode ini maka posisi partikel pada PSO akan memenuhi *inequality constraint ramp rate* tetapi masih belum bisa memenuhi *equality constraint* karena pembangkitan total yang dihasilkan masih belum sama dengan beban.

3.4.2 *Dynamic Economic Dispatch*

Dari inisialisasi awal didapatkan posisi partikel pada PSO yang tidak sama dengan beban, sedangkan pada tugas akhir ini semua *losses* tidak diperhitungkan sehingga total pembangkitan akan sama dengan beban. Metode yang digunakan adalah metode pembanding nilai. Setiap partikel yang didapatkan untuk semua jam akan disamakan dengan beban.

$$P_{bi}^t = \frac{P_i^t}{\sum_{i=1}^N P_i^t} \times P_{dt} \quad (3.5)$$

$$P_i^t = \begin{cases} P_i^t \\ P_{i \min} \\ P_{i \max} \end{cases} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} &\text{jika } P_{i \min} \leq P_i^t \leq P_{i \max} \\ &\text{jika } P_i^t \leq P_{i \min} \\ &\text{jika } P_i^t \geq P_{i \max} \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^N P_i^t = P_{dt} \quad (3.7)$$

Dengan persamaan ini maka *equality constraint* data pembangkit dari masing-masing unit akan sama dengan beban. Dengan metode ini belum dapat dipastikan *constraint ramp rate* dapat terpenuhi untuk masing-masing pembangkit. Dengan penggunaan aplikasi PSO maka *equality constraint* dan *inequality constraint* dapat terpenuhi.

(3.7)

3.4.3 *Perhitungan Biaya Pembangkitan*

Perhitungan biaya pembangkitan diambil dari pembangkitan DED yang telah hitung sebelumnya agar hasil pembangkitan dapat memenuhi kebutuhan beban. Sebelum melakukan perhitungan biaya pembangkitan maka terlebih dahulu perlu menandai partikel yang melanggar dari parameter *ramp rate* dan ambil partikel yang tidak melanggar serta dibandingkan dengan *fitness* awal yang telah didapatkan pada saat inisialisasi posisi partikel pertama kali. Apabila ada biaya pembangkitan yang lebih kecil dari pada *fitness* awal maka biaya tersebut dijadikan *fitness* partikel terbaik sementara hingga iterasi maksimal terpenuhi. Perhitungan biaya untuk setiap partikel dapat dilihat pada persamaan berikut ini :

$$F_c(P) = \sum_{i=1}^N a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (3.7)$$

Total biaya yang paling minimal akan dijadikan G_{best} untuk permasalahan DEED menggunakan PSO

3.4.4 Perhitungan Emisi Pembangkitan

Perhitungan emisi pembangkitan diambil dari pembangkitan DED yang telah hitung sebelumnya agar hasil pembangkitan dapat memenuhi kebutuhan beban. Sebelum melakukan perhitungan emisi pembangkitan maka terlebih dahulu perlu menandai partikel yang melanggar dari parameter *ramp rate* dan ambil partikel yang tidak melanggar serta dibandingkan dengan *fitness* awal yang telah didapatkan pada saat inisialisasi posisi partikel pertama kali. Apabila ada emisi pembangkitan yang lebih kecil dari pada *fitness* awal maka biaya tersebut dijadikan *fitness* partikel terbaik sementara hingga iterasi maksimal terpenuhi. Perhitungan biaya untuk setiap partikel dapat dilihat pada persamaan berikut ini :

$$F_c(P) = \sum_{i=1}^N \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (3.8)$$

Total emisi yang paling minimal akan dijadikan G_{best} untuk permasalahan DEED menggunakan PSO

3.5 Metode Penyelesaian *Multi-Objective* Menggunakan *Weight Sum Method*

Weight sum method merupakan metode yang menggabungkan beberapa fungsi objektif menjadi satu kesatuan, dengan cara perkalian masing-masing fungsi objektif dengan koefisien *weight*. Nilai *weight* dari masing-masing fungsi objektif merupakan nilai yang ditentukan dari proporsi relatif dari masing-masing fungsi objektif.

Dalam hal ini kita dapat melakukan pembobotan terhadap tujuan untuk meminimalkan biaya bahan bakar dan pembobotan terhadap tujuan untuk meminimalkan emisi NO_x . Bentuk umum kombinasi dari fungsi multiobjektif yang digunakan sebagai berikut :

$$F = W_C \cdot F_{CT} + W_E \cdot F_{ET} \quad (3.9)$$

$$W_C + W_E = 1 \quad (3.10)$$

Keterangan :

F	= Fungsi tujuan
F _{ET}	= Total emisi pembangkit-pembangkit dalam sistem (gram)
F _{CT}	= Total biaya bahan bakar pembangkit dalam sistem (rupiah)
W _C	= Bobot untuk biaya bahan bakar pembangkit dalam sistem
W _E	= Bobot untuk emisi pembangkit dalam sistem

Nilai *weight* suatu tujuan yang lebih besar dari nilai *weight* tujuan yang lain menunjukkan bahwa secara relatif kita lebih memprioritaskan tujuan tersebut dari tujuan yang lain.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

SIMULASI DAN ANALISIS

4.1 Simulasi Penyelesaian Dynamic Economic Emission Dispatch

Pada Tugas Akhir ini, simulasi permasalahan *Dynamic Economic Emission Dispatch* (DEED) menggunakan *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) akan di simulasikan untuk sistem IEEE 10 Unit dan sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024.

Selain menggunakan MOPSO sebagai metode utama, dalam melakukan simulasi juga diterapkan metode *weight sum* yang berfungsi untuk mencari hasil optimasi pembangkitan yang memiliki fungsi tujuan lebih dari satu sesuai dengan prioritasnya. Nilai bobot suatu tujuan yang lebih besar dari bobot tujuan lain menunjukkan bahwa secara relatif kita lebih memprioritaskan tujuan tersebut dari tujuan yang lain.

Simulasi DEED pada sistem IEEE 10 Unit berdasarkan data fungsi biaya, fungsi emisi dan beban pada tabel 3.1, 3.2, dan 3.3 dengan menerapkan 1 kondisi dari metode *weight sum*. Fungsi pembobotan yang dipakai pada sistem IEEE 10 Unit $W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$.

Simulasi DEED pada sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV berdasarkan data fungsi biaya, fungsi emisi dan beban pada tabel 3.4, 3.5, dan 3.6 dengan menerapkan 3 kondisi dari metode *weight sum*. Fungsi pembobotan yang dipakai pada sistem Kondisi 1 ($W_c = 1$; $W_e = 0$), Kondisi 2 ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$) dan Kondisi 3 ($W_c = 0$; $W_e = 1$).

4.2 Simulasi DEED pada Sistem IEEE 10 Unit

Parameter yang digunakan untuk mengimplementasikan MOPSO dalam menyelesaikan DEED pada sistem IEEE 10 Unit ditunjukkan pada tabel 4.1

Tabel 4.1 Parameter Simulasi PSO IEEE 10 Unit

Jumlah Variabel	Jumlah Partikel	c1	c2	wmax	wmin	iterasi maks
10	100	0.01	0.5	0.9	0.4	50

4.2.1 Hasil Simulasi Pembobotan Seimbang ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$)

Pada percobaan ini simulasi MOPSO pada DEED menggunakan parameter-parameter yang ditunjukkan pada tabel 4.1. Hasil simulasi menggunakan MOPSO masing-masing unit pembangkit dapat dilihat dengan rincian sebagai berikut :

Dari hasil simulasi pada jam pertama didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 2.022 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan menggunakan MOPSO adalah sebesar 134,446.84 \$/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 17,551.1 gram/jam.

Tabel 4.2 Hasil Simulasi Jam 10.00

Jam ke -1	Daya (MW)	Cost (\$/Jam)	Emisi (gram/jam)
Unit 1	318.73	28,553.35	2,494.07
Unit 2	404.11	36,382.06	4,210.81
Unit 3	336.96	17,841.17	4,708.42
Unit 4	280.76	14,788.88	3,170.2
Unit 5	198.27	9,690.89	916.29
Unit 6	133.59	6,788.71	424.52
Unit 7	109.99	5,612.76	516.55
Unit 8	105.93	5,453.84	487.76
Unit 9	79.19	5,273.37	340.17
Unit 10	54.47	4,061.8	282.31
Total	2022	134,446.84	17,551.1

Dari hasil simulasi pada jam kedua didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 2.106 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan menggunakan MOPSO adalah sebesar 142,996.47 \$/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 19,077.65 gram/jam.

Tabel 4.3 Hasil Simulasi Jam 11.00

Jam ke -2	Daya (MW)	Cost (\$/Jam)	Emisi (gram/jam)
Unit 1	350.49	33,016.58	3,079.59
Unit 2	424.02	39,045.57	4,676.59
Unit 3	330.18	17,440.49	4,505.71
Unit 4	297.63	15,780.21	3,598.07

Tabel 4.3 Hasil Simulasi Jam 11.00 (Lanjutan)

Unit 5	206.28	10,050.01	997.16
Unit 6	118.6	6,147.25	351.62
Unit 7	127.27	6,293.25	657.79
Unit 8	120	6,006.19	594.69
Unit 9	77.94	5,202.88	335.08
Unit 10	53.59	4,014.03	281.35
Total	2106	142,996.47	19,077.65

Dari hasil simulasi pada jam ketiga didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 2.150 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan menggunakan MOPSO adalah sebesar 145,632.79 \$/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 19,627.5 gram/jam.

Tabel 4.4 Hasil Simulasi Jam 12.00

Jam ke -3	Daya (MW)	Cost (\$/Jam)	Emisi (gram/jam)
Unit 1	335.31	30,844.13	2,791.77
Unit 2	446.92	42,213.12	5,242.95
Unit 3	340	18,021.61	4,800.8
Unit 4	280.29	14,761.25	3,158.56
Unit 5	243	11,732.16	1,424.68
Unit 6	135.96	6,890.81	437.45
Unit 7	125.74	6,232.9	644.1
Unit 8	107.78	5,526.3	500.69
Unit 9	80	5,319.64	343.58
Unit 10	55	4,090.88	282.92
Total	2150	145,632.79	19,627.5

Dari hasil simulasi pada jam keempat didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 2.072 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan menggunakan MOPSO adalah sebesar 136,072.74 \$/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 17,842.11 gram/jam.

Tabel 4.5 Hasil Simulasi Jam 13.00

Jam ke -4	Daya (MW)	Cost (\$/Jam)	Emisi (gram/jam)
Unit 1	330.14	30,120.8	2,697.1
Unit 2	385.06	33,912.86	3,788.44
Unit 3	340	18,021.61	4,800.8
Unit 4	272.51	14,310.9	2,971.28
Unit 5	243	11,732.16	1,424.68
Unit 6	146.01	7,326.3	496.63
Unit 7	106.46	5,474.58	491.43
Unit 8	113.82	5,763.02	545.25
Unit 9	80	5,319.64	343.58
Unit 10	55	4,090.88	282.92
Total	2072	136,072.74	17,842.11

Dari hasil simulasi pada jam pertama hingga jam keempat didapat selisih perubahan daya untuk masing-masing unit. Perubahan kenaikan dan penurunan daya pembangkit memiliki batasan *ramp* berbeda per-unitnya. Pada sistem IEEE 10 Unit batasan *ramp up* dan *ramp down* dianggap sama. Berdasarkan pada Tabel 4.6 dapat diketahui nilai dari perubahan kenaikan dan penurunan daya dari unit 1 hingga unit 10 telah memenuhi batasan *ramp rate* sehingga tidak ada pembangkit yang melanggar.

Tabel 4.6 Laju Perubahan Daya Pembobotan Seimbang

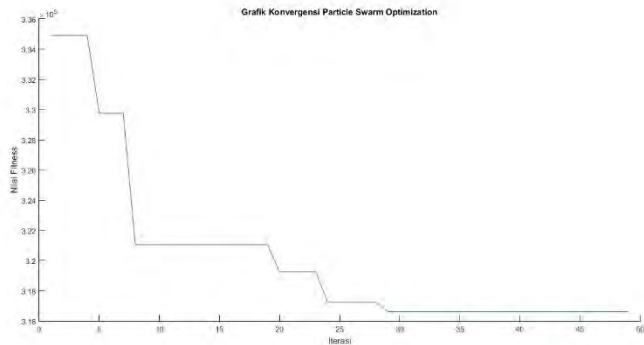
Pembangkit	Laju Perubahan Daya (MW)			Ramp (MW)	Ket
	1-2	2-3	3-4		
Unit 1	-31.76	15.18	5.17	80	Sesuai
Unit 2	-19.91	-22.9	61.86	80	Sesuai
Unit 3	6.78	-9.82	0	80	Sesuai
Unit 4	-16.87	17.34	7.78	50	Sesuai
Unit 5	-8.01	-36.72	0	50	Sesuai
Unit 6	14.99	-17.36	-10.05	50	Sesuai
Unit 7	-17.28	1.53	19.28	30	Sesuai
Unit 8	-14.07	12.22	-6.04	30	Sesuai
Unit 9	1.25	-2.06	0	30	Sesuai
Unit 10	0.88	-1.41	0	20	Sesuai

Tabel 4.7 Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Pembobotan Seimbang

Total Biaya Pembangkitan 4 Jam	559,148.84 \$/Jam
Total Emisi Pembangkitan 4 Jam	74,098 gram/Jam

Tabel 4.8 Standar Deviasi Pembobotan Seimbang

Running	Cost (\$/Jam)	Emisi (gram/Jam)
1	559,148.84	74,098
2	553,315.10	71,483
3	556,331.44	71,389
4	553,046.19	71,793
5	551,002.56	72,313
Standar Deviasi	3189.50	1112.59
Rata-Rata	554,568.83	72,215

**Gambar 4.1** Grafik Konvergensi IEEE 10 Unit

4.2.2 Pengujian *Constraint Ramp Rate* pada IEEE 10 Unit

Pengujian *constraint ramp rate* pada sistem IEEE 10 unit digunakan untuk mengetahui apakah metode yang digunakan mampu beradaptasi dengan data *ramp rate* yang diberikan. Berdasarkan data *ramp rate* utama plant IEEE 10 unit dapat dilihat pada tabel 4.9

Tabel 4.9 Data Ramp Utama dan Ramp Pengujian

Pembangkit	Data Ramp MW)	Data Ramp Pengujian (MW)
Unit 1	80	50
Unit 2	80	80
Unit 3	80	50

Tabel 4.9 Data Ramp Utama dan Ramp Pengujian (Lanjutan)

Unit 4	50	30
Unit 5	50	30
Unit 6	50	50
Unit 7	30	30
Unit 8	30	30
Unit 9	30	20
Unit 10	20	10

Perubahan data ramp dimaksudkan untuk mengetahui keandalan metode MOPSO dengan data pengujian yang berbeda. Berdasarkan hasil simulasi pengujian *constraint ramp rate* pada jam 10.00 – 13.00 didapatkan data sebagai berikut

Tabel 4.10 Laju Perubahan Daya Pengujian *Constraint Ramp Rate*

Pembangkit	Laju Perubahan Daya (MW)			Ramp (MW)	Ket
	1-2	2-3	3-4		
Unit 1	18.78	-33.95	38.99	50	Sesuai
Unit 2	-59.51	1.4	34.04	80	Sesuai
Unit 3	-11.23	-0.08	0.46	50	Sesuai
Unit 4	-5.09	0.18	-0.09	30	Sesuai
Unit 5	-25.71	-10.45	6.18	30	Sesuai
Unit 6	-0.28	-1.49	0.33	50	Sesuai
Unit 7	-0.11	-0.36	0.03	30	Sesuai
Unit 8	0.24	0.8	-0.91	30	Sesuai
Unit 9	-0.51	-0.05	-1.03	20	Sesuai
Unit 10	-0.56	-0.03	0.01	10	Sesuai

Dengan perubahan data ramp berdasarkan hasil simulasi pada tabel 4.10 laju perubahan daya pada masing masing interval pembebanan masih dalam batasan ramp dari data yang diujikan. Hal ini menunjukkan jika metode MOPSO yang digunakan memiliki kemampuan adaptif dengan data *constraint ramp rate* yang berbeda-beda.

Tabel 4.11 Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Pengujian *Constraint Ramp Rate*

Total Biaya Pembangkitan 4 Jam	540,427.34 Rp/Jam
Total Emisi Pembangkitan 4 Jam	74,267 gram/Jam

4.3 Simulasi DEED Pada Sistem Transmisi Jawa-Bali Berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024

Parameter yang digunakan untuk mengimplementasikan MOPSO dalam menyelesaikan DEED pada sistem Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 ditunjukkan pada tabel 4.9

Tabel 4.12 Parameter Simulasi PSO Jawa-Bali 500 kV RUPTL 2015-2024

Jumlah Variabel	Jumlah Partikel	c1	c2	wmax	wmin	iterasi maks
20	200	0.01	0.5	0.9	0.4	100

4.4 Hasil Simulasi

Pada percobaan ini simulasi MOPSO pada DEED menggunakan parameter yang di tunjukkan pada tabel 4.9. Hasil simulasi menggunakan MOPSO masing-masing unit pembangkit dapat dilihat dengan rincian sebagai berikut:

4.4.1 Kondisi 1 ($W_c = 1$; $W_e = 0$)

Dari hasil simulasi pada jam pertama didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.633 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan menggunakan MOPSO adalah sebesar 89.423.531.123 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 41.532.447 gram/jam.

Tabel 4.13 Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 1

Jam ke-1	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	4182.24	6.985.556.462	4.191.204
Banten	866.16	989.533.958	301.963
Bojanegara	1117.70	1.640.878.319	500.725
Balaraja	1866.55	2.419.780.731	738.413
Muarakarang	1972.47	6.200.701.471	1.892.188
Tanjung Priok	1423.89	4.192.997.735	899.784
Muaratawar	1441.37	6.348.526.257	482.992
Matenggeng	630.46	252.183	0.00
Paiton	3449.17	10.036.364.748	6.874.222
Jawa1	1288.55	1.803.155.838	550.246
Cirata	995.88	398.353	0.00

Tabel 4.13 Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 1 (Lanjutan)

Saguling	1724.93	1.034.958	0.00
Cirebon	1960.28	2.582.391.145	1.830.578
Jateng	1661.17	2.799.710.035	599.134
Indramayu	2637.03	8.135.453.124	1.858.079
Tanjung Jati	4185.49	10.552.719.429	7.421.040
Gresik	1623.78	9.461.215.010	2.030.303
Tanjung Pucut	2951.72	6.564.293.862	4.616.240
Grati	843.12	2.431.642.875	2.331.175
Cilacap	2811.06	6.276.924.621	4.414.152
Total	39633.00	89.423.531.123	41.532.447

Dari hasil simulasi pada jam kedua didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.983 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan menggunakan MOPSO adalah sebesar 88.424.830.196 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 41.546.391 gram/jam.

Tabel 4.14 Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 1

Jam ke-2	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	4200	6.985.079.656	4.191.202
Banten	1017.39	1.173.348.039	358.055
Bojanegara	919.28	1.393.752.312	425.313
Balaraja	1885.06	2.435.959.012	743.350
Muarakarang	2119.00	6.719.646.874	2.050.548
Tanjung Priok	1789.29	5.190.071.958	1.113.749
Muaratawar	1277.57	5.541.319.495	456.435
Matenggeng	900	360.000	0.00
Paiton	3275.52	9.415.998.689	6.449.314
Jawa I	1247.07	1.756.552.205	536.025
Cirata	1008	403.200	0.00
Saguling	1740	1.044.000	0.00
Cirebon	2005.60	2.629.694.749	1.863.843
Jateng	1715.74	2.885.351.079	617.458
Indramayu	2650	8.193.742.432	1.870.166
Tanjung Jati	2881.66	9.891.833.218	6.956.282
Gresik	1354.92	7.940.211.212	1.703.907

Tabel 4.14 Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 1 (Lanjutan)

Tanjung Pucut	2945.18	6.551.918.849	4.607.538
Grati	1089.56	3.155.917.748	2.988.133
Cilacap	2962.16	6.562.625.461	4.615.067
Total	39983.00	88.424.830.196	41.546.391

Dari hasil simulasi pada jam ketiga didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.578 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan MOPSO adalah sebesar 87.706.368.064 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 40.899.400 gram/jam.

Tabel 4.15 Hasil Simulasi Pukul 20.00 Kondisi 1

Jam ke-3	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	4200.00	6.985.079.656	4.191.202
Banten	795.37	905.451.063	276.304
Bojanegara	1200.53	1.738.994.617	530.666
Balaraja	1932.78	2.476.969.644	755.865
Muarakarang	2119.00	6.719.646.874	2.050.548
Tanjung Priok	1757.28	5.103.274.083	1.095.123
Muaratawar	1170.38	5.033.210.623	436.263
Matenggeng	900.00	360.000	0.00
Paiton	3084.35	8.748.271.134	5.991.966
Jawa I	1374.44	1.897.498.803	579.036
Cirata	968.72	387.486	0.00
Saguling	1740.00	1.044.000	0.00
Cirebon	1778.45	2.387.496.359	1.693.521
Jateng	1619.58	2.734.226.411	585.124
Indramayu	2650.00	8.193.742.432	1.870.166
Tanjung Jati	4013.44	10.180.309.833	7.159.149
Gresik	1520.22	8.876.597.821	1.904.849
Tanjung Pucut	2874.71	6.418.056.416	4.513.401
Grati	1009.80	2.918.815.112	2.774.695
Cilacap	2868.95	6.386.935.690	4.491.516
Total	39578.00	87.706.368.064	40.899.400

Dari hasil simulasi pada jam keempat didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.520 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi dengan MOPSO adalah sebesar 87.970.560.499 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 41.342.407 gram/jam.

Tabel 4.16 Hasil Simulasi Pukul 21.00 Kondisi 1

Jam ke-4	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	4200.00	6.985.079.656	4.191.202
Banten	697.67	791.432.673	241.511
Bojanegara	1183.01	1.718.488.720	524.409
Balaraja	1804.57	2.364.543.038	721.557
Muarakarang	1888.32	5.906.659.297	1.802.459
Tanjung Priok	1469.22	4.317.437.830	926.488
Muaratawar	1211.67	5.227.047.766	444.295
Matenggeng	900.00	360.000	0.00
Paiton	3340.76	9.647.529.893	6.607.897
Jawa I	1561.91	2.093.273.260	638.778
Cirata	1008.00	403.200	0.00
Saguling	1740.00	1.044.000	0.00
Cirebon	1933.88	2.554.604.792	1.811.037
Jateng	1608.15	2.716.201.343	581.267
Indramayu	2650.00	8.193.742.432	1.870.166
Tanjung Jati	3936.96	10.013.239.152	7.041.659
Gresik	1661.54	9.673.977.655	2.075.960
Tanjung Pucut	2968.32	6.595.648.750	4.638.290
Grati	1103.55	3.197.786.253	3.025.664
Cilacap	2652.47	5.972.060.783	4.199.761
Total	39520.00	87.970.560.499	41.342.407

Tabel 4.17 Laju Perubahan Daya Kondisi 1

Pembangkit	Laju Perubahan Daya (MW)			Ramp (MW)	Ket
	1-2	2-3	3-4		
Suralaya	-17.76	0	0	350	Sesuai
Banten	-151.23	222.02	97.7	350	Sesuai
Bojanegara	198.42	-281.25	17.52	350	Sesuai

Tabel 4.17 Laju Perubahan Daya Kondisi 1 (Lanjutan)

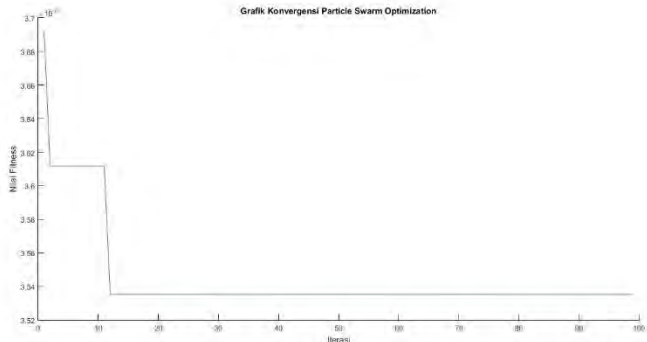
Balaraja	-18.51	-47.72	128.21	350	Sesuai
Muarakarang	-146.53	0	230.68	480	Sesuai
Tanjung Priok	-365.40	32.01	288.06	520	Sesuai
Muaratawar	163.80	107.19	-41.29	510	Sesuai
Matenggeng	-269.54	0	0	830	Sesuai
Paiton	173.65	191.17	-256.41	300	Sesuai
Jawal	41.48	-127.37	-187.47	250	Sesuai
Cirata	-12.12	39.28	-39.28	930	Sesuai
Saguling	-15.07	0	0	860	Sesuai
Cirebon	-45.32	227.15	-155.43	250	Sesuai
Jateng	-54.57	96.16	11.43	250	Sesuai
Indramayu	-12.97	0	0	250	Sesuai
Tanjung Jati	303.83	-131.78	76.48	337	Sesuai
Gresik	268.86	-165.3	-141.32	420	Sesuai
Tanjung Pucut	6.54	70.47	-93.61	300	Sesuai
Grati	-246.44	79.76	-93.75	420	Sesuai
Cilacap	-151.10	93.21	216.48	350	Sesuai

Tabel 4.18 Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Kondisi 1

Total Biaya Pembangkitan 4 Jam	353.525.289.884 Rp/Jam
Total Emisi Pembangkitan 4 Jam	165.320.646 gram/Jam

Tabel 4.19 Standar Deviasi Kondisi 1

Running	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/Jam)
1	354.983.700.958	159.330.985
2	353.525.289.884	165.320.646
3	354.019.342.355	168.254.029
4	354.123.797.332	165.351.480
5	355.677.301.882	171.560.367
Standar Deviasi	856855838	4509698
Rata-Rata	354.465.886.482	165.963.501



Gambar 4.2 Grafik Konvergensi DEED Kondisi 1

4.4.2 Kondisi 2 ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$)

Dari hasil simulasi pada jam pertama didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.633 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 91.377.088.568 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 40.978.811 gram/jam.

Tabel 4.20 Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 2

Jam ke-1	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	3963.16	6.970.642.405	4.178.946
Banten	1540.18	1.852.359.061	565.260
Bojanegara	1446.85	2.013.185.139	614.337
Balaraja	1628.03	2.198.074.837	670.758
Muarakarang	1111.96	3.329.806.609	1.016.114
Tanjung Priok	2172.57	6.221.084.649	1.334.996
Muaratawar	2185.35	10.482.040.175	538.664
Matenggeng	703.27	281.306	0.00
Paiton	3710.02	10.993.006.100	7.529.456
Jawa I	1426.82	1.953.602.639	596.156
Cirata	775.65	310.259	0.00
Saguling	1706.64	1.023.985	0.00
Cirebon	1812.52	2.424.636.032	1.719.639

Tabel 4.20 Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 2 (Lanjutan)

Jateng	1488.84	2.527.213.283	540.831
Indramayu	2112.58	5.933.561.306	1.396.346
Tanjung Jati	4243.68	10.677.572.291	7.508.841
Gresik	1653.37	9.627.989.438	2.066.092
Tanjung Pucut	2196.16	5.073.885.215	3.568.133
Grati	1035.15	2.993.901.772	2.842.454
Cilacap	2720.21	6.102.912.058	4.291.780
Total	39633.00	91.377.088.568	40.978.811

Dari hasil simulasi pada jam kedua didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.983 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 89.745.369.856 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 40.670.582 gram/jam.

Tabel 4.21 Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 2

Jam ke-2	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	4154.46	6.985.795.305	4.190.907
Banten	1552.75	1.869.514.605	570.495
Bojanegara	1404.73	1.968.161.863	600.598
Balaraja	1571.60	2.142.015.812	653.651
Muarakarang	848.13	2.510.016.125	765.949
Tanjung Priok	2115.48	6.068.470.267	1.302.246
Muaratawar	2305.75	11.222.970.246	537.665
Matenggeng	881.01	352.404	0.00
Paiton	3725.71	11.051.526.737	7.569.538
Jawa1	1324.73	1.843.252.709	562.482
Cirata	983.94	393.576	0.00
Saguling	1740.00	1.044.000	0.00
Cirebon	1889.25	2.507.238.182	1.777.727
Jateng	1550.86	2.625.634.509	561.890
Indramayu	2132.72	6.012.531.490	1.413.105
Tanjung Jati	4219.38	10.625.493.737	7.472.218
Gresik	1285.91	7.548.074.893	1.619.758
Tanjung Pucut	2338.85	5.364.831.661	3.772.736
Grati	956.95	2.763.129.478	2.633.700

Tabel 4.21 Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 2 (Lanjutan)

Cilacap	3000.80	6.634.922.247	4.665.908
Total	39983.00	89.745.369.856	40.670.582

Dari hasil simulasi pada jam ketiga didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.578 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 87.353.213.142 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 40.778.355 gram/jam.

Tabel 4.22 Hasil Simulasi Pukul 20.00 Kondisi 2

Jam ke-3	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	4184.49	6.985.510.014	4.191.212
Banten	1323.88	1.563.222.027	477.028
Bojanegara	1468.92	2.036.463.272	621.441
Balaraja	1613.16	2.183.433.923	666.290
Muarakarang	859.02	2.543.309.798	776.109
Tanjung Priok	2081.6	5.977.743.705	1.282.777
Muaratawar	1928.7	8.969.598.648	531.488
Matenggeng	892.99	357.197	0.00
Paiton	3913.07	11.758.262.134	8.053.604
Jawa I	1544.18	2.075.353.111	633.309
Cirata	982.61	393.044	0.00
Saguling	1732.68	1.039.610	0.00
Cirebon	2045.26	2.670.673.133	1.892.661
Jateng	1350.58	2.306.347.065	493.573
Indramayu	1955.75	5.334.112.055	1.268.554
Tanjung Jati	4084.79	10.335.334.529	7.268.167
Gresik	1375.52	8.057.083.161	1.728.987
Tanjung Pucut	2112.56	4.901.364.951	3.446.810
Grati	902.42	2.603.674.174	2.488.576
Cilacap	3225.81	7.049.937.579	4.957.762
Total	39578.00	87.353.213.142	40.778.355

Dari hasil simulasi pada jam keempat didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.520 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara

daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 88.886.259.968 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 40.705.273 gram/jam.

Tabel 4.23 Hasil Simulasi Pukul 21.00 Kondisi 2

Jam ke-4	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	4119.42	6.985.214.200	4.190.012
Banten	1166.08	1.359.575.126	414.884
Bojanegara	1147.27	1.676.248.991	511.519
Balaraja	1850.07	2.405.252.546	733.980
Muarakarang	863.31	2.556.433.105	780.113
Tanjung Priok	2479.78	7.036.493.390	1.509.977
Muaratawar	2209.56	10.629.402.240	538.687
Matenggeng	840.54	336.217	0.00
Paiton	3988.12	12.045.642.757	8.250.440
Jawal	1316.09	1.833.729.352	559.576
Cirata	981.55	392.620	0.00
Saguling	1652.98	991.788	0.00
Cirebon	1930.2	2.550.713.822	1.808.301
Jateng	1547.01	2.619.543.079	560.586
Indramayu	1780.04	4.694.711.726	1.130.990
Tanjung Jati	4138.42	10.451.312.455	739.727
Gresik	1302.92	7.644.781.919	1.640.511
Tanjung Pucut	2108.07	4.892.046.353	3.440.257
Grati	813.18	2.345.347.573	2.251.887
Cilacap	3285.39	7.158.090.698	5.033.819
Total	39520	88.886.259.968	40.705.273

Tabel 4.24 Laju Perubahan Daya Kondisi 2

Pembangkit	Laju Perubahan Daya (MW)			Ramp (MW)	Ket
	1-2	2-3	3-4		
Suralaya	-191.30	-30.03	65.07	350	Sesuai
Banten	-12.57	228.87	157.8	350	Sesuai
Bojanegara	42.12	-64.19	321.65	350	Sesuai
Balaraja	56.43	-41.56	-236.91	350	Sesuai
Muarakarang	263.83	-10.89	-4.29	480	Sesuai
Tanjung Priok	57.09	33.88	-398.18	520	Sesuai

Tabel 4.24 Laju Perubahan Daya Kondisi 2 (Lanjutan)

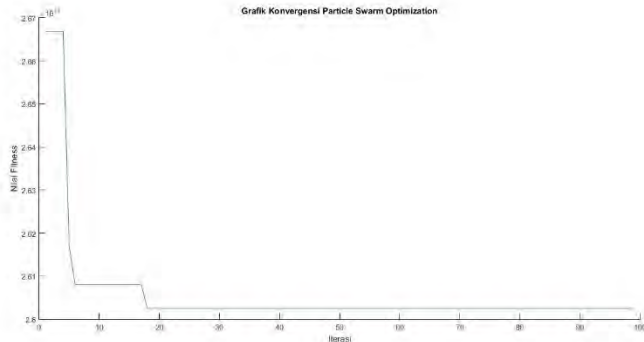
Muaratawar	-120.40	377.05	-280.86	510	Sesuai
Matenggeng	-177.74	-11.98	52.45	830	Sesuai
Paiton	-15.69	-187.36	-75.05	300	Sesuai
Jawal	102.09	-219.45	228.09	250	Sesuai
Cirata	-208.29	1.33	1.06	930	Sesuai
Saguling	-33.36	7.32	79.7	860	Sesuai
Cirebon	-76.73	-156.01	115.06	250	Sesuai
Jateng	-62.02	200.28	-196.43	250	Sesuai
Indramayu	-20.14	176.97	175.71	250	Sesuai
Tanjung Jati	24.30	134.59	-53.63	337	Sesuai
Gresik	367.46	-89.61	72.6	420	Sesuai
Tanjung Pucut	-142.69	226.29	4.49	300	Sesuai
Grati	78.20	54.53	89.24	420	Sesuai
Cilacap	-280.59	-225.01	-59.58	350	Sesuai

Tabel 4.25 Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Kondisi 2

Total Biaya Pembangkitan 4 Jam	353.525.289.884 Rp/Jam
Total Emisi Pembangkitan 4 Jam	163.133.023 gram/Jam

Tabel 4.26 Standar Deviasi Kondisi 2

Running	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/Jam)
1	359.759.115.792	154.356.798
2	354.692.027.500	158.689.793
3	357.361.931.535	163.133.023
4	357.082.727.674	160.668.156
5	357.516.038.608	162.000.676
Standar Deviasi	1798953314	3448265
Rata-Rata	357.282.368.222	159.769.689



Gambar 4.3 Grafik Konvergensi DEED Kondisi 2

4.4.3 Kondisi 3 ($W_c = 0$; $W_e = 1$)

Dari hasil simulasi pada jam pertama didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39633.00 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 95.043.370.097 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 38.701.437 gram/jam.

Tabel 4.27 Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 3

Jam ke-1	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	3227.36	6.638.945.763	3.971.485
Banten	1478.28	1.768.428.696	539.648
Bojanegara	1386.44	1.948.373.895	594.560
Balaraja	1557.3	2.127.587.788	649.248
Muarakarang	1930.93	6.055.185.945	1.847.783
Tanjung Priok	2872	8.063.319.286	1.730.326
Muaratawar	2597.86	13.103.960.148	523.652
Matenggeng	795.59	318.237	0.00
Paiton	2348.86	6.328.046.381	4.334.278
Jawal	1388.03	1.912.162.670	583.510
Cirata	1008	403.200	0.00
Saguling	1333.61	800.168	0.00
Cirebon	1751.97	2.358.432.763	1.673.082
Jateng	1900	3.172.248.120	678.839
Indramayu	1667.95	4.304.619.491	1.046.335

Tabel 4.27 Hasil Simulasi Pukul 18.00 Kondisi 3 (Lanjutan)

Tanjung Jati	3051.32	8.009.484.132	5.632.548
Gresik	2256.81	13.000.355.384	2.789.775
Tanjung Pucut	2875.94	6.420.386.255	4.515.039
Grati	936.58	2.703.415.175	2.579.438
Cilacap	3268.17	7.126.896.592	5.011.882
Total	39633.00	95.043.370.097	38.701.437

Dari hasil simulasi pada jam kedua didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.983 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 94.446.116.438 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 38.902.782 gram/jam.

Tabel 4.28 Hasil Simulasi Pukul 19.00 Kondisi 3

Jam ke-2	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	3283.08	6.679.252.866	3.996.164
Banten	1568.71	1.891.369.098	577.164
Bojanegara	1328.51	1.884.741.868	575.142
Balaraja	1540.33	2.110.357.956	643.990
Muarakarang	2119	6.719.646.874	2.050.548
Tanjung Priok	2636.6	7.448.953.441	1.598.487
Muaratawar	2352.37	11.515.283.112	536.529
Matenggeng	900	360.000	0.00
Paiton	2326.37	6.257.743.336	4.286.125
Jawa I	1370.01	1.892.714.714	577.576
Cirata	1008	403.200	0.00
Saguling	1740	1.044.000	0.00
Cirebon	1937.3	2.558.219.918	1.813.580
Jateng	1795.74	3.010.348.165	644.201
Indramayu	1792.47	4.738.810.950	1.140.523
Tanjung Jati	3110.91	8.148.285.986	5.730.159
Gresik	2418.56	13.895.162.978	2.981.794
Tanjung Pucut	2601.99	5.889.794.441	4.141.909
Grati	997.24	2.881.704.105	2.741.148
Cilacap	3155.8	6.921.919.421	4.867.735
Total	39983.00	94.446.116.43	38.902.782

Dari hasil simulasi pada jam ketiga didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.578 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 93.581.996.518 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 38.067.083 gram/jam.

Tabel 4.29 Hasil Simulasi Pukul 20.00 Kondisi 3

Jam ke-3	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	3152.85	6.581.153.868	3.936.184
Banten	1694.66	2.065.955.979	630.441
Bojanegara	1666.05	2.235.065.506	682.046
Balaraja	1626.23	2.196.306.777	670.218
Muarakarang	1861.84	5.814.734.084	1.774.407
Tanjung Priok	2264.96	6.467.332.387	1.387.839
Muaratawar	2580.78	12.990.690.521	524.923
Matenggeng	869.73	347.890	0.00
Paiton	2047.56	5.404.753.109	3.701.885
Jawal	1236.30	1.744.331.735	532.295
Cirata	939.11	375.642	0.00
Saguling	1740.00	1.044.000	0.00
Cirebon	1875.59	2.492.641.462	1.767.462
Jateng	1838.39	3.076.715.227	658.400
Indramayu	2008.71	5.533.491.035	1.311.176
Tanjung Jati	2968.52	7.815.643.531	5.496.233
Gresik	2239.54	12.904.616.957	2.769.231
Tanjung Pucut	2837.77	6.347.444.841	4.463.744
Grati	1129.86	3.276.716.420	3.096.289
Cilacap	2999.57	6.632.635.538	4.664.300
Total	39578.00	93.581.996.518	38.067.083

Dari hasil simulasi pada jam keempat didapatkan total daya yang dibangkitkan untuk memenuhi kebutuhan beban sebesar 39.520 MW. Nilai ini berarti telah memenuhi kebutuhan batasan keseimbangan antara daya pembangkitan dengan total beban. Biaya total yang diperlukan pembangkit berdasarkan simulasi MOPSO adalah sebesar 92.406.060.919 Rp/jam. Sedangkan total emisi dari hasil pembakaran adalah sebesar 37.962.861 gram/jam.

Tabel 4.30 Hasil Simulasi Pukul 21.00 Kondisi 3

Jam ke-4	Daya (MW)	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/jam)
Suralaya	3002.85	6.451.321.949	3.857.154
Banten	1725	2.108.603.637	643.455
Bojanegara	1718.74	2.285.301.648	697.376
Balaraja	1818.16	2.376.797.270	725.296
Muarakarang	1961.25	6.161.356.103	1.880.181
Tanjung Priok	2308.5	6.583.080.953	1.412.678
Muaratawar	2554.59	12.817.899.388	52.6763
Matenggeng	900	360.000	0.00
Paiton	2051.21	5.415.703.976	3.709.386
Jawa I	1355.94	1.877.430.524	572.912
Cirata	1008	403.200	0.00
Saguling	1740	1.044.000	0.00
Cirebon	1863.03	2.479.174.966	1.757.992
Jateng	1665.1	2.805.894.796	600.458
Indramayu	1905.42	5.147.488.479	1.228.545
Tanjung Jati	3123.03	8.176.443.968	5.749.960
Gresik	2025.23	11.712.515.740	2.513.415
Tanjung Pucut	2715.9	6.112.397.218	4.298.451
Grati	1200.16	3.489.016.554	3.285.438
Cilacap	2877.87	6.403.826.543	4.503.394
Total	39520	92.406.060.919	37.962.861

Tabel 4.31 Laju Perubahan Daya Kondisi 3

Pembangkit	Laju Perubahan Daya (MW)			Ramp (MW)	Ket
	1-2	2-3	3-4		
Suralaya	-55.72	130.23	150	350	Sesuai
Banten	-90.43	-125.95	-30.34	350	Sesuai
Bojanegara	57.93	-337.54	-52.69	350	Sesuai
Balaraja	16.97	-85.9	-191.93	350	Sesuai
Muarakarang	-188.07	257.16	-99.41	480	Sesuai
Tanjung Priok	235.40	371.64	-43.54	520	Sesuai
Muaratawar	245.49	-228.41	26.19	510	Sesuai
Matenggeng	-104.41	30.27	-30.27	830	Sesuai
Paiton	22.49	278.81	-3.65	300	Sesuai
Jawa I	18.02	133.71	-119.64	250	Sesuai

Tabel 4.31 Laju Perubahan Daya Kondisi 3 (Lanjutan)

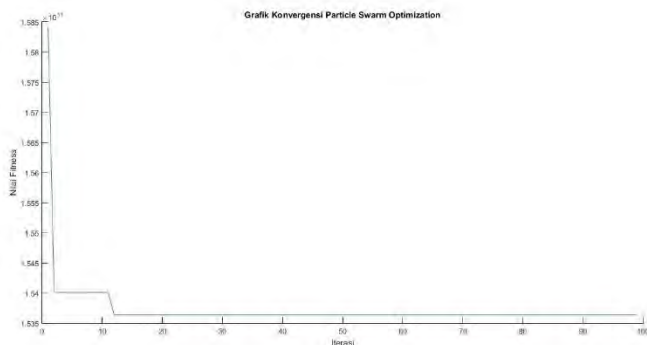
Cirata	0.00	68.89	-68.89	930	Sesuai
Saguling	-406.39	0	0	860	Sesuai
Cirebon	-185.33	61.71	12.56	250	Sesuai
Jateng	104.26	-42.65	173.29	250	Sesuai
Indramayu	-124.52	-216.24	103.29	250	Sesuai
Tanjung Jati	-59.59	142.39	-154.51	337	Sesuai
Gresik	-161.75	179.02	214.31	420	Sesuai
Tanjung Pucut	273.95	-235.78	121.87	300	Sesuai
Grati	-60.66	-132.62	-70.3	420	Sesuai
Cilacap	112.37	156.23	121.7	350	Sesuai

Tabel 4.32 Total Biaya dan Emisi Selama 4 Jam Kondisi 3

Total Biaya Pembangkitan 4 Jam	375.477.543.974 Rp/Jam
Total Emisi Pembangkitan 4 Jam	153.634.164 gram/Jam

Tabel 4.33 Standar Deviasi Kondisi 3

Running	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/Jam)
1	375.477.543.974	153.634.164
2	373.659.660.152	151.628.471
3	370.474.000.338	150.674.921
4	373.659.660.152	151.628.471
5	375.477.543.974	153.634.164
Standar Deviasi	2044340494	1330863
Rata-Rata	373.749.681.718	152.240.038

**Gambar 4.4** Grafik Konvergensi DEED Kondisi 3

4.5 Hubungan Biaya Bahan Bakar dan Emisi

4.5.1 Menggunakan *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO)

Tabel 4.31 adalah hasil simulasi total biaya dan total emisi selama 4 jam sistem IEEE 10 Unit dengan menggunakan MOPSO serta pembobotan seimbang ($W_c = 0.5$, $W_e = 0.5$)

Tabel 4.32 adalah hasil simulasi total biaya dan total emisi selama 4 jam dengan 3 kondisi yang berbeda sesuai dengan tingkat prioritas dari objek yang ingin diminimalkan. Pada kondisi pertama yang dipertimbangkan hanyalah biaya pembangkitan, dengan total biaya pembangkitan 353.525.289.884 Rp/4jam dan total emisi 165.320.646.960 gram/4jam.

Pada kondisi kedua total biaya pembangkitan dan total emisi sama-sama diprioritaskan, keduanya memiliki bobot yang sama yaitu sebesar 0.5 ; 0.5 sehingga total biaya sebesar 357.361.931.535 Rp/4jam dan total emisi 163.133.023.607 gram/4jam.

Pada kondisi ketiga yang dipertimbangkan hanya emisi pembangkitan saja dengan biaya pembangkitan sebesar 375.477.543.974 Rp/4jam dan total emisi 153.634.164.544 gram/4jam.

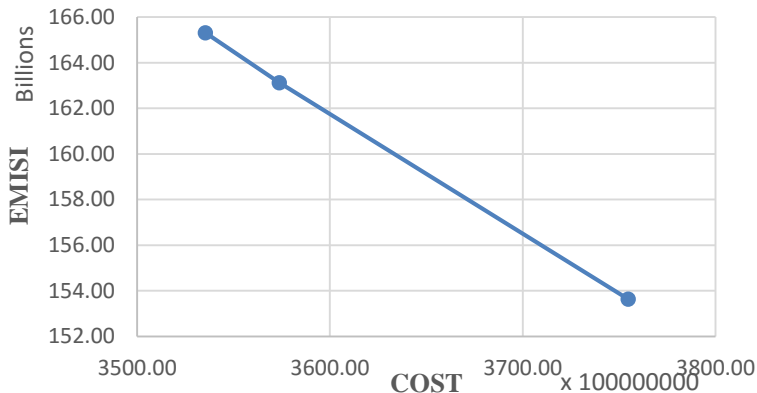
Tabel 4.34 Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi IEEE 10 Unit Selama 4 Jam Menggunakan MOPSO ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$)

Running	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/Jam)
1	559,148.84	74,098
2	553,315.10	71,483
3	556,331.44	71,389
4	553,046.19	71,793
5	551,002.56	72,313
Standar Deviasi	3189.50	1112.59
Rata-Rata	554,568.83	72,215

Tabel 4.35 Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi Sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL 2015-2024 Selama 4 Jam Menggunakan MOPSO

Kondisi	Cost (Rp/4 jam)	Emisi (gram/4 jam)
1	353.525.289.884	165.320.646
2	357.361.931.535	163.133.023
3	375.477.543.974	153.634.164

Gambar 4.5 adalah kurva yang dibentuk dari biaya bahan bakar dan emisi gas NO_x pada kondisi-kondisi tertentu yang dibentuk dengan melakukan perubahan bobot biaya bahan bakar (W_c) dan bobot emisi (W_e). Gambar tersebut menunjukkan bahwa dalam menanggung suatu beban sistem, semakin kecil W_c yang diikuti oleh semakin besarnya harga W_e maka biaya bahan bakar akan semakin besar sedangkan emisinya akan semakin kecil dan semakin besar emisi yang dikurangi maka biaya pengurangan emisi per-kg-nya akan semakin mahal.



Gambar 4.5 Grafik Hasil Simulasi Cost vs Emisi dengan Menggunakan MOPSO

4.5.2 Hubungan Biaya Bahan Bakar dan Emisi Menggunakan *Multi-Objective Firefly Algorithm* (MOFA)

Tabel 4.33 adalah hasil simulasi total biaya dan total emisi selama 4 jam sistem IEEE 10 Unit dengan menggunakan MOFA serta pembobotan seimbang ($W_c = 0.5$, $W_e = 0.5$)

Tabel 4.34 adalah hasil simulasi total biaya dan total emisi selama 4 jam dengan menggunakan MOFA Pada kondisi pertama yang dipertimbangkan hanyalah biaya pembangkitan, dengan total biaya pembangkitan 357.509.159.945 Rp/4jam dan total emisi 167.803.998 gram/4jam.

Pada kondisi kedua total biaya pembangkitan dan total emisi sama-sama diprioritaskan, keduanya memiliki bobot yang sama yaitu sebesar 0.5 ; 0.5 sehingga total biaya pembangkitannya adalah sebesar 368.783.765.116 Rp/4jam dan total emisi 164.621.673 gram/4jam.

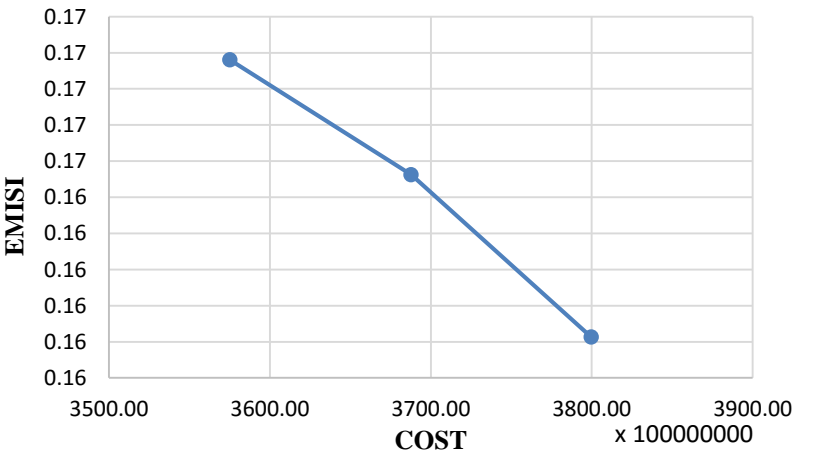
Pada kondisi ketiga yang dipertimbangkan hanya emisi pembangkitan saja dengan biaya pembangkitan sebesar 398.011.763.024 Rp/4jam dan emisi 167.950.907 gram/4jam.

Tabel 4.36 Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi IEEE 10 Unit Selama 4 Jam Menggunakan MOFA ($W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$)

Running	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/Jam)
1	576,132.21	72,643
2	573,680.42	73,292
3	575,045.52	75,145
4	578,638.98	71,318
5	571,675.65	73,144
Standar Deviasi	2613.08	1378.84
Rata-Rata	575,034.56	73,108

Tabel 4.37 Hasil Simulasi Total Biaya dan Total Emisi Sistem Jawa-Bali 500 kV RUPTL Tahun 2015-2024 Selama 4 Jam Menggunakan MOFA

Kondisi	Cost (Rp/Jam)	Emisi (gram/Jam)
1	357.509.159.945	167.803.998
2	368.783.765.116	164.621.673
3	398.011.763.024	167.950.907



Gambar 4.6 Grafik Hasil Simulasi Cost vs Emisi dengan Menggunakan MOFA

4.6 Perbandingan Biaya Bahan Bakar dan Emisi Hasil *Dynamic Economic Emission Dispatch*

Dari data yang diperoleh pada hasil running pada sub bab sebelumnya menunjukkan bahwa multi obyektif *Dynamic Economic Emission Dispatch* dapat mengurangi emisi gas NO_x, namun demikian berkurangnya emisi gas NO_x menyebabkan naiknya biaya bahan bakar pembangkitan energi listrik. Hasil persentase pengurangan emisi dan penambahan biaya dengan menggunakan MOPSO pada dilihat pada tabel 4.35. Sedangkan hasil persentase pengurangan emisi dan penambahan biaya dengan menggunakan metode MOFA dapat dilihat pada tabel 4.36.

Tabel 4.38 Rata-Rata Biaya dan Emisi Menggunakan MOPSO

Kondisi		Cost (Rp/4 Jam)	Emisi (gram/jam)	Emisi yang dapat dikurangi	Pengurangan emisi (%)	Penambahan Biaya (%)
Wc	We					
1.00	0.00	353.525.289.884	165320646	0	0	0
0.50	0.50	357.361.931.535	163133023	2187623	1.32	1.09
0.00	1.00	375.477.543.974	153634164	9498859	5.82	5.07

Tabel 4.39 Rata-rata Biaya dan Emisi Menggunakan MOFA

Kondisi		Cost (Rp/4 Jam)	Emisi (gram/jam)	Emisi yang dapat dikurangi	Pengurangan emisi (%)	Penambahan Biaya (%)
Wc	We					
1.00	0.00	357.509.159.945	167803998	0	0	0
0.50	0.50	368.783.765.116	164621673	3182325	1.90	3.15
0.00	1.00	379.974.108.741	160131835	4489837	2.73	3.03

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan analisa hasil perhitungan terhadap penggunaan *Dynamic Economic Emission Dispatch* (DEED) pada pembagian pembebanan pada pembangkit dalam sistem transmisi Jawa-Bali 500 kV berdasarkan RUPTL tahun 2015-2024 dengan menggunakan perkiraan pembebanan tahun 2021, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

- a. Berdasarkan hasil simulasi untuk permasalahan *Dynamic Economic Emission Dispatch* (DEED) maka besar daya yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit tergantung dari :
 1. Kurva karakteristik Input-Output pembangkit
 2. Harga bahan bakar pembangkit
 3. Besar emisi NO_x tiap pembangkit
- b. Penggunaan metode *weight sum* diperlukan untuk mencari hasil optimasi pembangkitan yang memiliki fungsi tujuan lebih dari satu sesuai dengan prioritasnya. Nilai bobot suatu tujuan yang lebih besar dari bobot tujuan lain menunjukkan bahwa secara relatif kita lebih memprioritaskan tujuan tersebut dari tujuan yang lain.
- c. Dari hasil simulasi dengan menggunakan *Dynamic Economic Emission Dispatch* (DEED) memiliki kecenderungan pada saat faktor ekonomis lebih di prioritaskan maka pembangkitan daya oleh pembangkit yang berbahan bakar murah meningkat walaupun pembangkit tersebut memiliki emisi yang besar. Sebaliknya pada saat faktor emisi lebih di prioritaskan maka pembangkitan daya oleh pembangkit yang memiliki nilai emisi kecil cenderung meningkat walaupun pada akhirnya akan berdampak menambah biaya pembangkitan.
- d. Dengan menggunakan *Dynamic Economic Emission Dispatch* selama 4 jam, pada kondisi $W_c=1$; $W_e = 0$ menghasilkan total biaya bahan bakar yang paling murah sebesar 353.525.289.884 Rp/4jam, sedangkan emisi NO_x nya adalah yang paling tinggi sebesar 165.320.646 gram/4jam.
Pada kondisi $W_c = 0.5$; $W_e = 0.5$ menghasilkan total biaya 357.361.931.535 Rp/jam, penambahan biaya untuk menekan emisi menjadi 163.133.023 gram/4jam sebesar 1.09 % dengan pengurangan emisi sebesar 1.32 %. Untuk kondisi $W_c = 0$; $W_e = 1$ menghasilkan total emisi NO_x yang paling minimum yaitu sebesar 153.634.164 gram/4jam namun membuat total biaya menjadi yang

termahal, kenaikannya adalah sebesar 5.07 % menjadi 375.477.543.974 Rp/4jam serta persentase pengurangan emisi sebesar 5.82 %.

5.2. Saran

- a. Mengingat penggunaan *Dynamic Economic Emission Dispatch* dengan menggunakan *Artificial Intelligence* memiliki hasil simulasi yang bervariasi maka perlu juga membandingkan hasil perolehan menggunakan *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) dengan metode lain seperti *Multi-Objective Firefly Algorithm* (MOFA) dan metode-metode yang lainnya.
- b. Tugas akhir ini dapat dikembangkan ke pengurangan emisi-emisi yang lain dengan jalan memberikan koefisien emisi yang mewakili emisi-emisi yang ada pada pembangkit
- c. *Dynamic Economic Emission Dispatch* ini dapat diterapkan pada sistem tenaga listrik yang sudah terinterkoneksi seperti sistem tenaga listrik Jawa-Bali 500 kV.

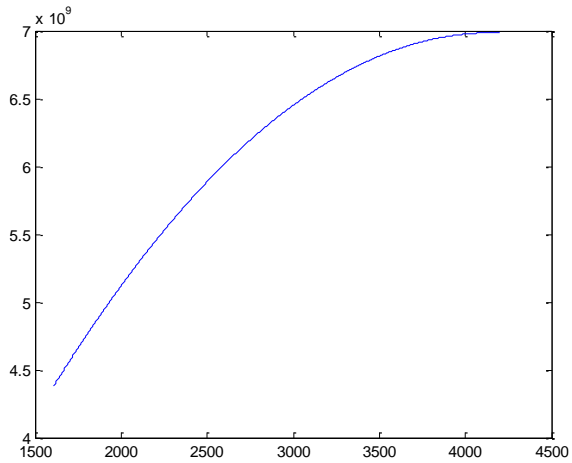
DAFTAR PUSTAKA

- [1] Rani, Kothari. “Dynamic Economic Emission Dispatch Problem with Valve Point Effect”. IEEE 978-1-4673-4634-4/12, India 2012.
- [2] M. Basu. “Multi-Objective Differential Evolution for Dynamic Economic Emission Dispatch”. DE GRUYTER 10.1515/IJEEPS2013.0060 International Journal of Emerging Electric Power Systems, India 2014.
- [3] Panigrahi, Ravikumar Pandi, Sanjoy Das. “Adaptive Particle Swarm Optimization Approach for Static and Dynamic Economic Load Dispatch”. ELSEVIER. Energy Conversion and Management 49 (2008) 1407–1415
- [4] Boubakeur Hadji, Belkace Mahdad, Kamel Srairi, Nabil Mancerc. “Multi-Objective PSO-TVAC for Environmental/Economic Dispatch Problem”. ELSEVIER. Energy Procedia Energy Procedia 74 (2015) 102 – 111
- [5] Ying Wang, Jianzhong Zhou, Hui Qin, Youlin Lu. “Improved Chaotic Particle Swarm Optimization Algorithm for Dynamic Economic Dispatch Problem with Valve Point Effects”. ELSEVIER. Energy Conversion and Management 51 (2010) 2893–2900
- [6] Pratiwi Puji Haryati, “Dynamic Economic Emission Dispatch pada Sistem 500 kV Jawa Bali Menggunakan Metode Firefly Algorithm”. Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro FTI-ITS. Surabaya 2015
- [7] Ontoseno Penangsang, “Diktat Kuliah Operasi Optimum Sistem Tenaga Listrik”, Jurusan Teknik Elektro FTI-ITS.
- [8] Allen J. Wood & Bruce F. Wollenberg. “Power Generation Operation and Control 2nd Edition”. John Wiley & Sons, Inc 1996
- [9] Saadat, Hadi. “Power System Analysis”. McGraw Hill. 1999
- [10] PT. PLN P3B Jawa-Bali
- [11] RUPTL PLN tahun 2015-2024

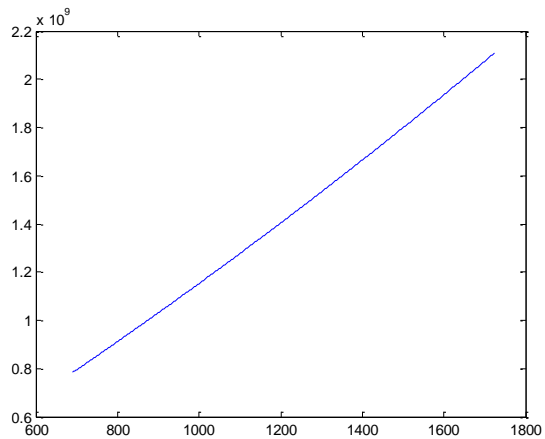
Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

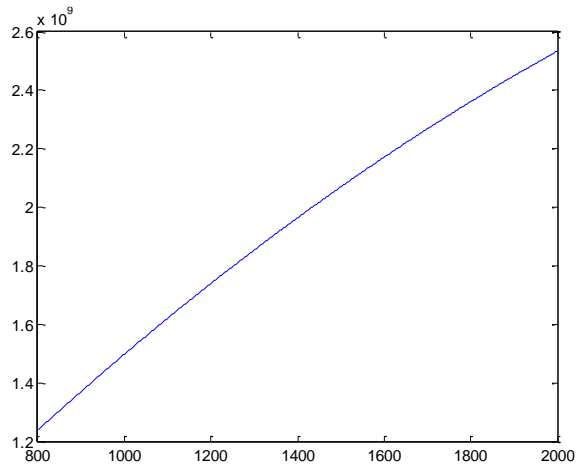
Kurva *Cost Function*



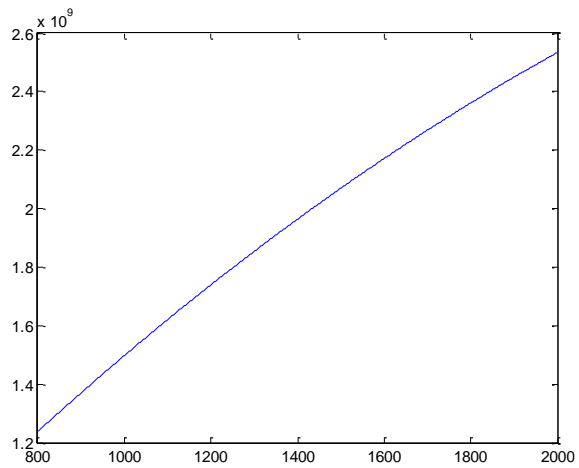
Gambar 1. Kurva Cost Function Unit Suralaya



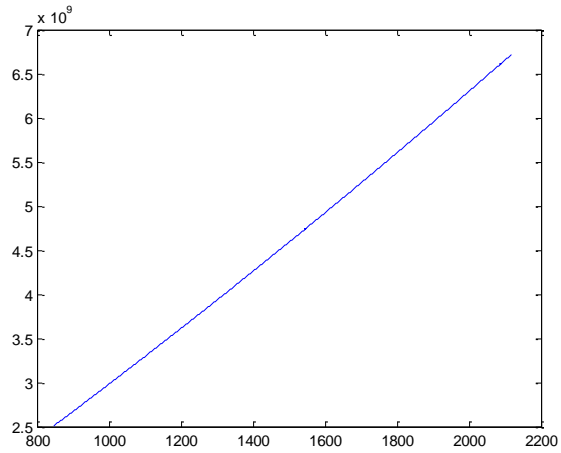
Gambar 2. Kurva Cost Function Unit Banten



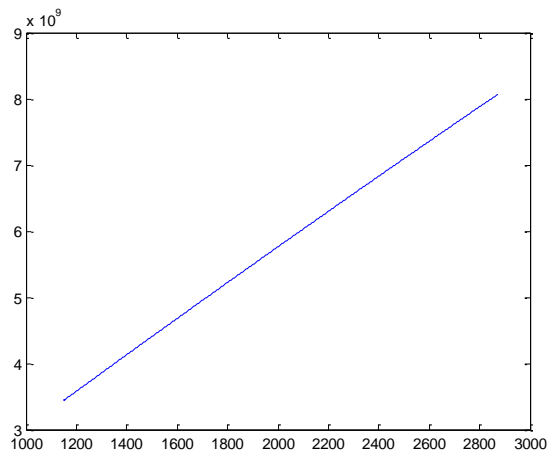
Gambar 3. Kurva Cost Function Unit Bojanegara



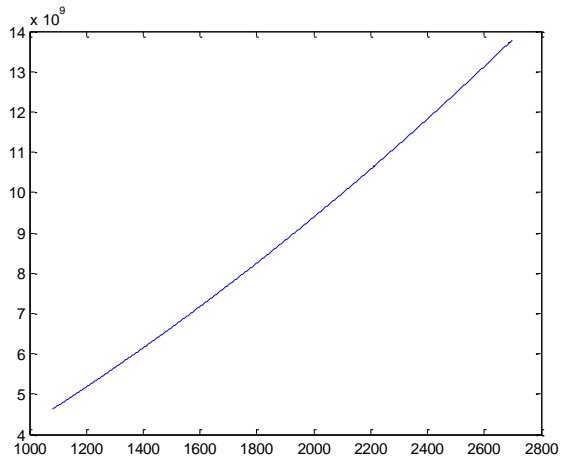
Gambar 4. Kurva Cost Function Unit Balaraja



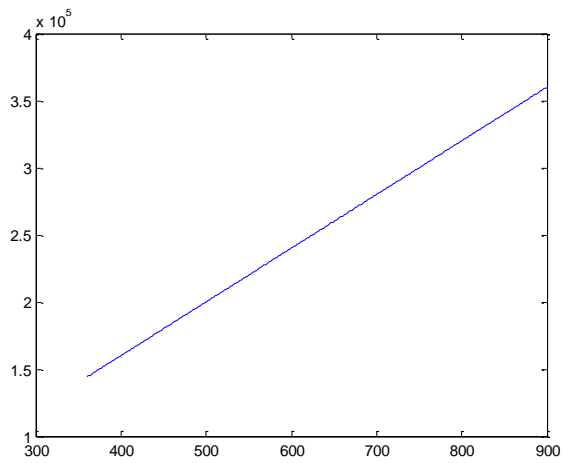
Gambar 5. Kurva Cost Function Unit Muarakarang



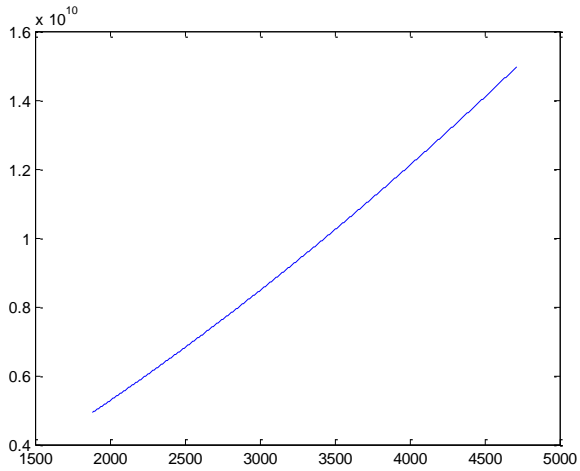
Gambar 6. Kurva Cost Function Unit Priok



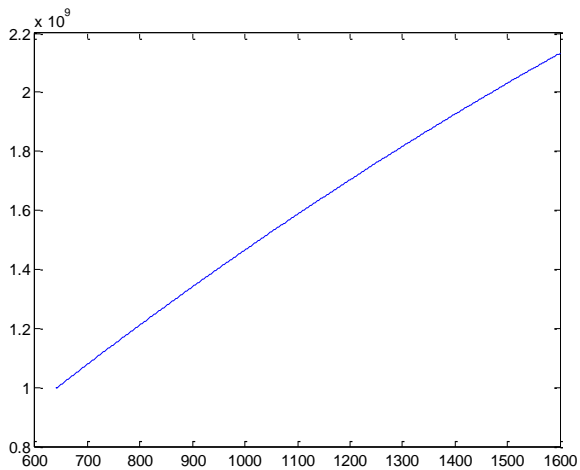
Gambar 7. Kurva Cost Function Unit Muaratawar



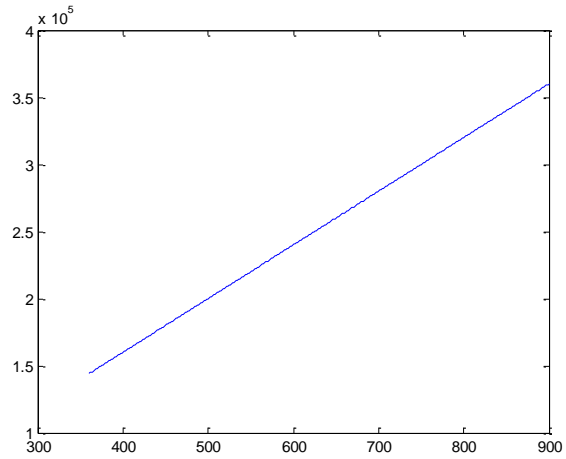
Gambar 8. Kurva Cost Function Unit Matenggeng



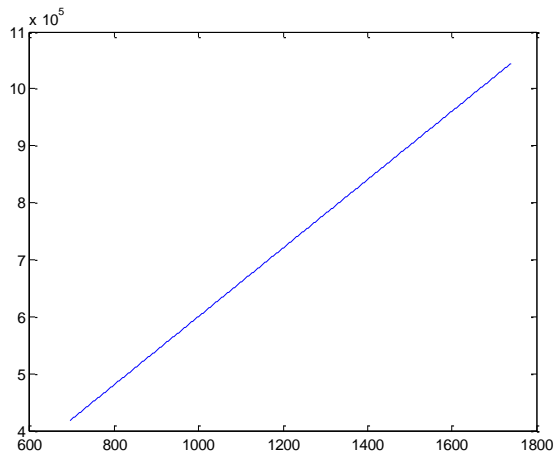
Gambar 9. Kurva Cost Function Unit Paiton



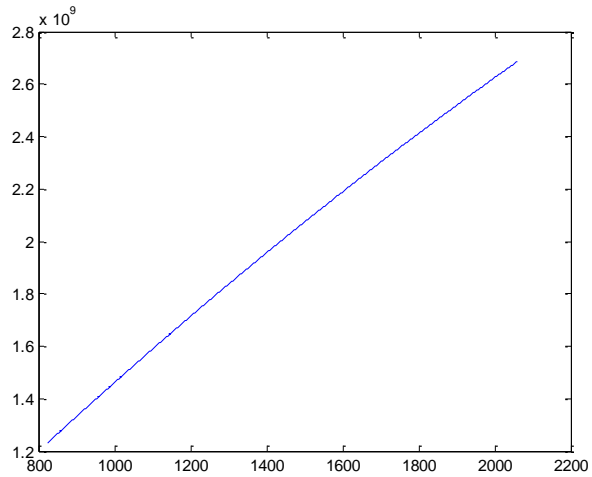
Gambar 10. Kurva Cost Function Unit Jawa 1



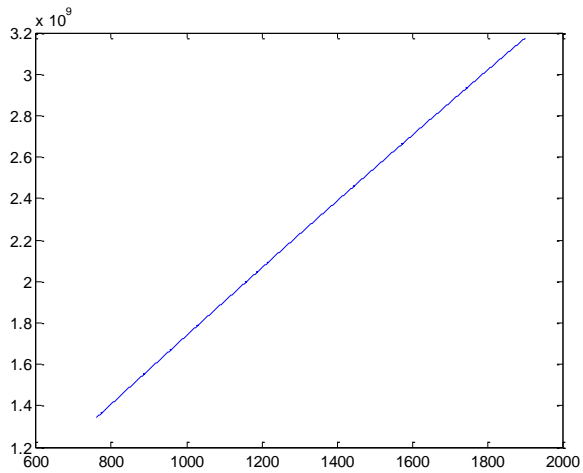
Gambar 11. Kurva Cost Function Unit Cirata



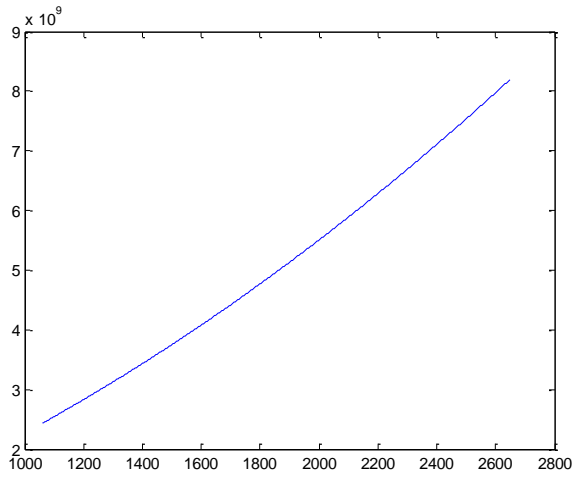
Gambar 12. Kurva Cost Function Unit Saguling



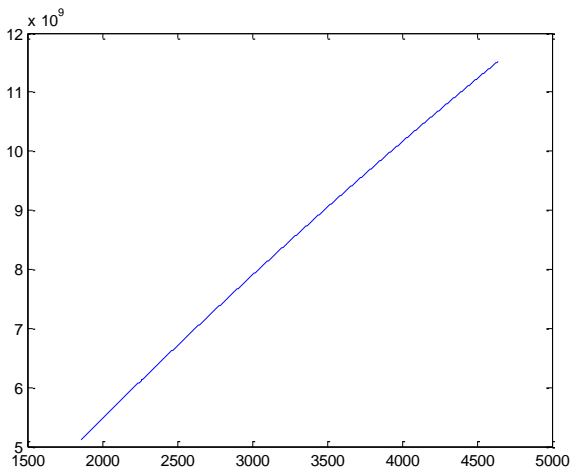
Gambar 13. Kurva Cost Function Unit Cirebon



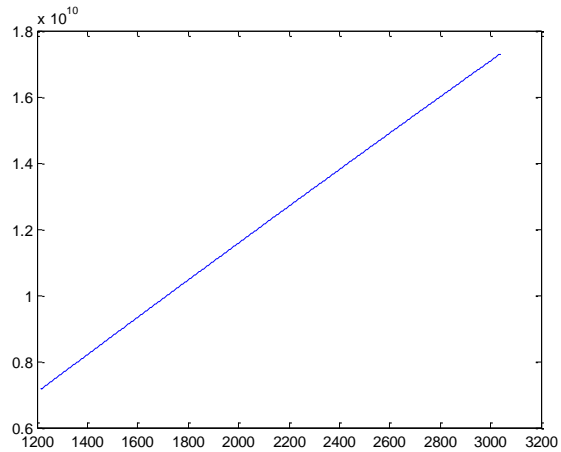
Gambar 14. Kurva Cost Function Unit Jateng



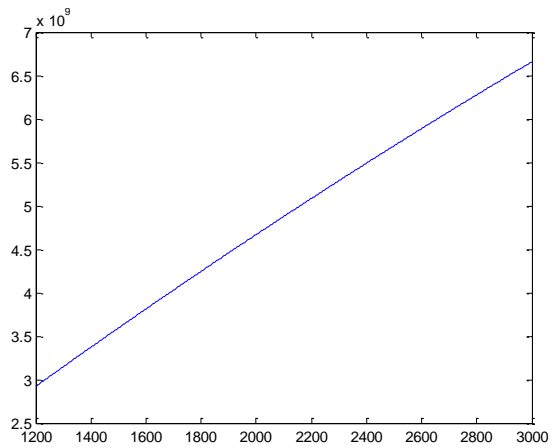
Gambar 15. Kurva Cost Function Unit Indramayu



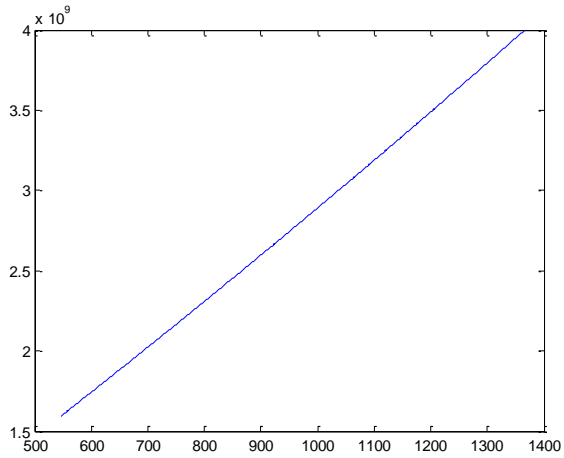
Gambar 16. Kurva Cost Function Unit Tanjung Jati



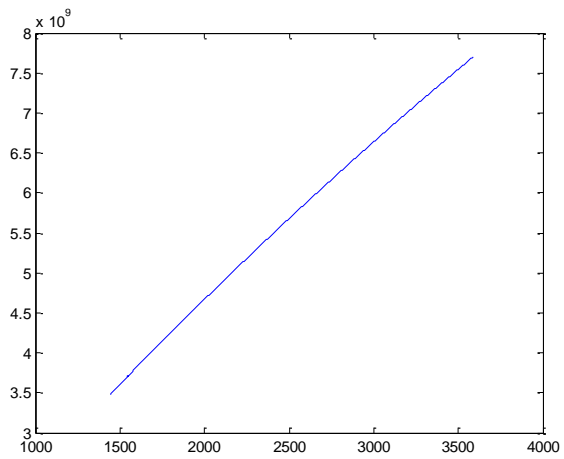
Gambar 17. Kurva Cost Function Unit Gresik



Gambar 18. Kurva Cost Function Unit Tanjung Pucut

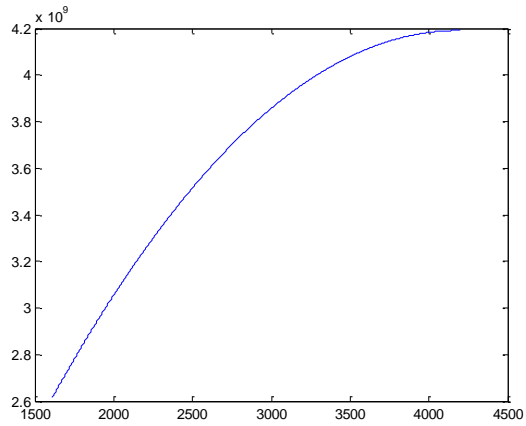


Gambar 19. Kurva Cost Function Unit Grati

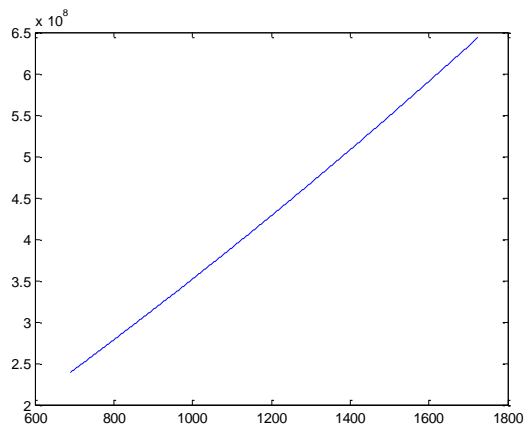


Gambar 20. Kurva Cost Function Unit Cilacap

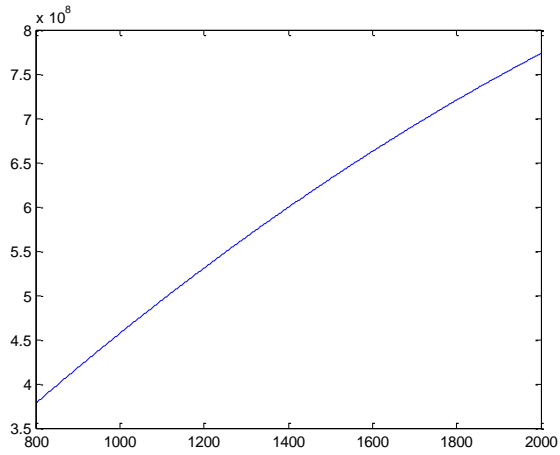
Kurva *Emission Function*



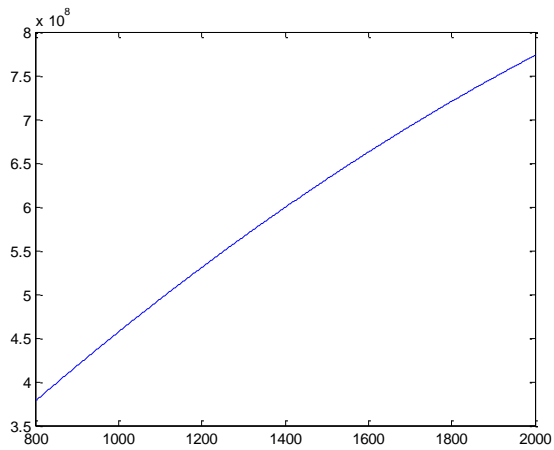
Gambar 21. Kurva *Emission Function* Unit Suralaya



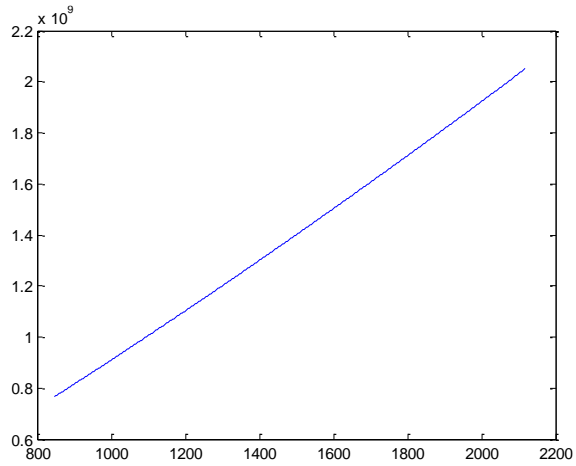
Gambar 22. Kurva *Emission Function* Unit Banten



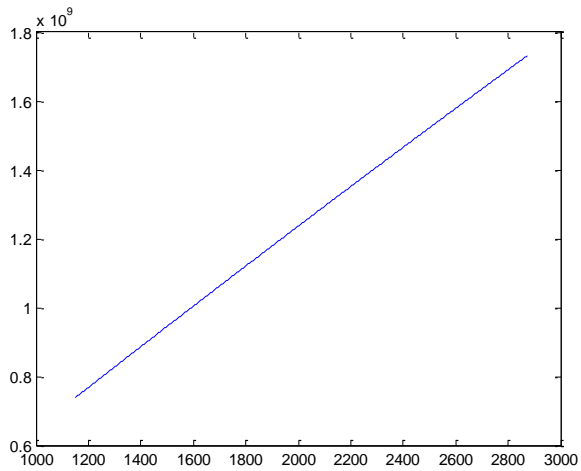
Gambar 23. Kurva *Emission Function* Unit Bojanegara



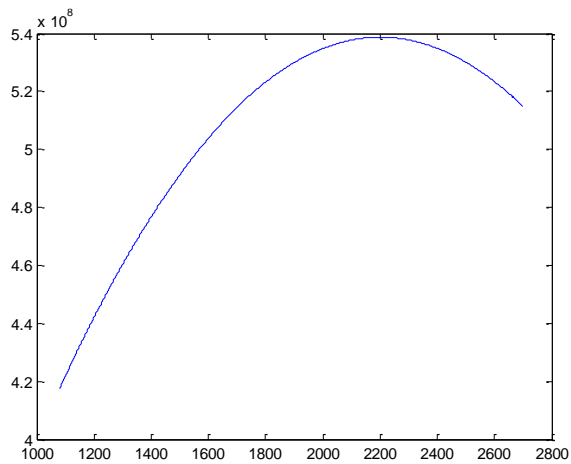
Gambar 24. Kurva *Emission Function* Unit Balaraja



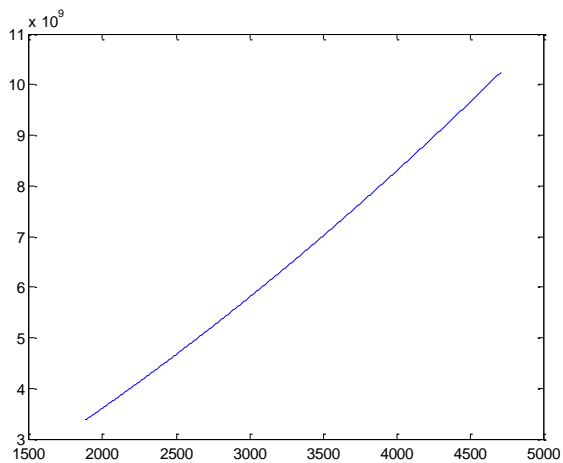
Gambar 25. Kurva *Emission Function* Unit Muarakarang



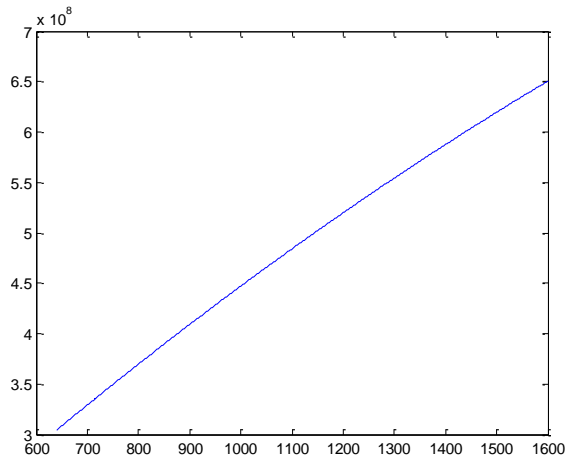
Gambar 26. Kurva *Emission Function* Unit Priok



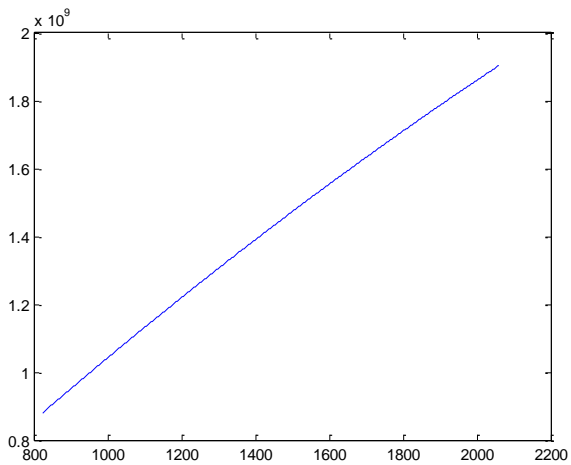
Gambar 27. Kurva *Emission Function* Unit Muaratawar



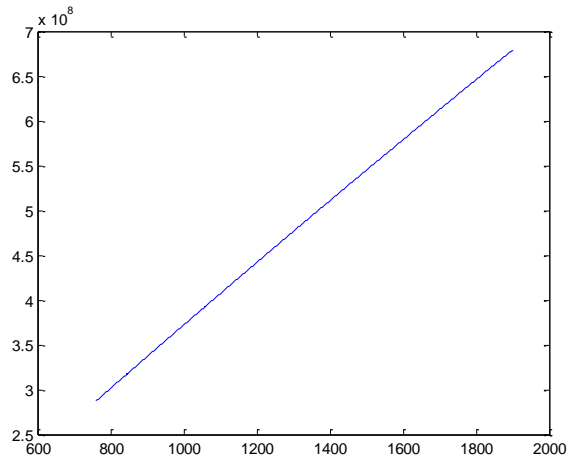
Gambar 28. Kurva *Emission Function* Unit Paiton



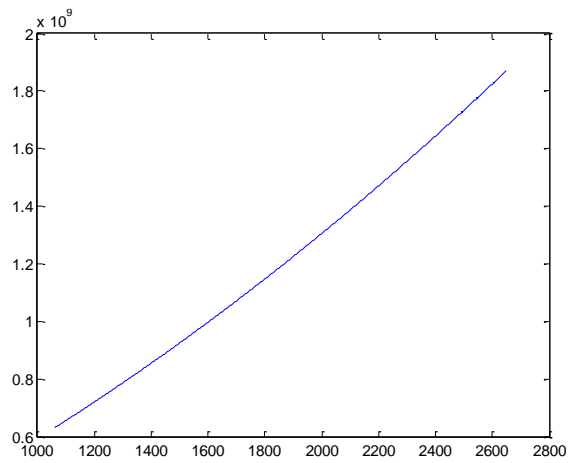
Gambar 29. Kurva *Emission Function* Unit Jawa 1



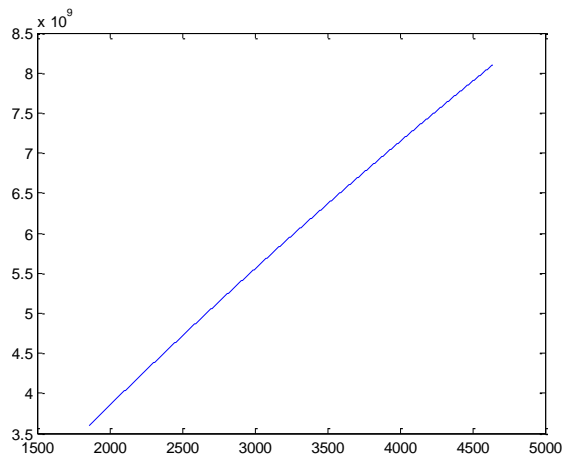
Gambar 30. Kurva *Emission Function* Unit Cirebon



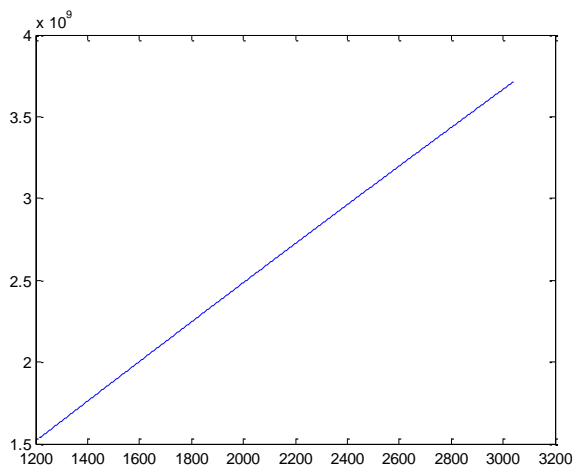
Gambar 31. Kurva *Emission Function* Unit Jateng



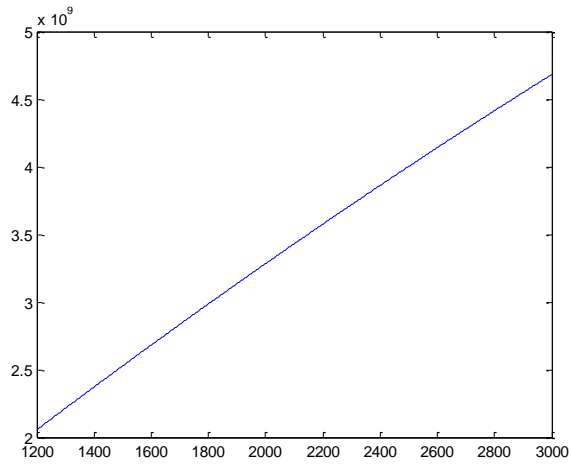
Gambar 32. Kurva *Emission Function* Unit Indramayu



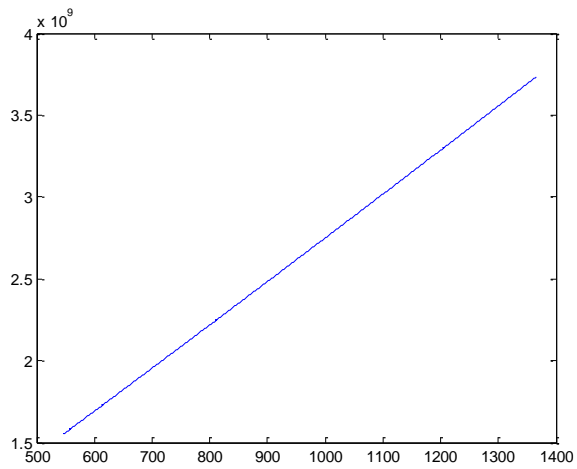
Gambar 33. Kurva *Emission Function* Unit Tanjung Jati



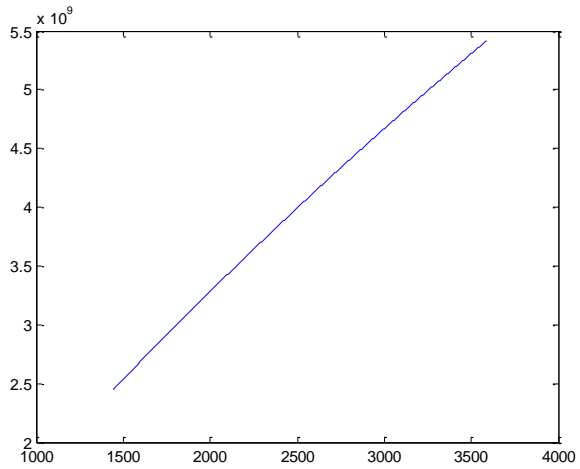
Gambar 34. Kurva *Emission Function* Unit Gresik



Gambar 35. Kurva *Emission Function* Unit Tanjung Pucut



Gambar 36. Kurva *Emission Function* Unit Grati



Gambar 37. Kurva *Emission Function* Unit Cilacap

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap I Putu Giovanni Eliezer dilahirkan di Denpasar – Bali pada Tahun 1994. Penulis memulai pendidikan di SDK Santo Yoseph Denpasar dan melanjutkan pendidikan SMPK Santo Yoseph Denpasar dan SMAN 8 Denpasar. Pada tahun 2011, penulis melanjutkan pendidikan jenjang Diploma di D3 Teknik Elektro ITS dengan konsentrasi bidang studi Teknik Elektro Komputer Kontrol. Selanjutnya penulis melanjutkan pendidikan untuk jenjang sarjana. Pendidikan sarjana ditempuh di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya di jurusan teknik elektro dengan konsentrasi bidang studi Sistem Tenaga.

Halaman ini sengaja dikosongkan